



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL
VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO**

TESIS

que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

Presenta:

FRANCISCO JAVIER VELÁZQUEZ TREJO

Director: Ing. Leonardo Meneses Larios



Cd. Universitaria, D.F. Octubre del 2014



Agradecimientos

En el nombre de Dios, el Misericordioso, el Compasivo.

Después de un tortuoso camino, veo lograda una etapa muy importante en mi vida y por ello agradezco a mis padres Jorge Velázquez Y Josefina Trejo por todo el apoyo, esfuerzo y comprensión que me ofrecieron a lo largo de mi vida.

A mi esposa Fabiola Enciso y a mi hijo Eduardo que son los motores de mi vida, porque sin su apoyo y sacrificio me hubiera quedado en el camino.

A mis hermanos Arturo, Juan, Luis, Martin, Victoria, Guadalupe y Aidee por alentarme y creer en mí.

Al Ingeniero Leonardo Meses Larios que me dirigió en el desarrollo de esta tesis, brindándome su tiempo y todas las facilidades para poder terminar satisfactoriamente este trabajo.

Finalmente quiero agradecer a mi Alma Mater; la Facultad de Ingeniería, porque es un privilegio y me llena de orgullo el haber sido parte de ella.

Contenido	Pág.
RESUMEN EJECUTIVO	1
CAPITULO I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	3
I.1 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS	3
I.1.1 Producción	4
I.1.2 Recursos petroleros	4
I.1.2.1 Recursos contingentes.....	4
I.1.2.2 Recursos prospectivos	5
I.1.3 Reservas	5
I.1.3.1 Reservas probadas	6
I.1.3.2 Reservas no probadas.....	6
I.1.3.3 Reservas probables.....	6
I.1.3.4 Reservas posibles	7
I.1.4 Hidrocarburo no recuperable.....	7
I.2 PETROFÍSICA BÁSICA	8
I.2.1 Tipo de roca.....	8
I.2.2 Porosidad	9
I.2.2.1 Porosidad primaria	9
I.2.2.2 Porosidad secundaria	9
I.2.2.3 Porosidad efectiva	9
I.2.2.4 Porosidad inefectiva	9
I.2.2.5 Porosidad total.....	10
I.2.3 Permeabilidad	10
I.2.3.1 Permeabilidad intrínseca	10
I.2.3.2 Permeabilidad efectiva	10
I.2.3.3 Permeabilidad relativa.....	10
I.2.4 Saturación de fluidos	10
I.2.4.1 Saturación de agua	11
I.2.4.2 Saturación de hidrocarburos.....	11
I.2.5 Arcillocidad.....	12
I.2.6 Espesores	12
I.2.6.1 Espesor total	13
I.2.6.2 Espesor neto	13
I.2.6.3 Espesor neto productivo.....	13
I.3 FACTOR DE VOLUMEN	14
I.4 FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	16
I.5 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBURO.....	20
I.5.1 Volumen original de hidrocarburos total in-situ	20
I.5.2 Volumen original de hidrocarburos no descubiertos	21
I.5.3 Volumen original de hidrocarburos descubiertos	21

CAPITULO II. ESTIMACION DE RESERVAS.....	22
II.1 INTRODUCCIÓN	22
II.2 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.....	22
II.2.1 Método determinista.....	22
II.2.1.1 Estimación volumétrica.....	23
II.2.2 Método estocástico	35
II.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	39
II.3.1 Evaluación determinista.	39
II.3.1.1 Conceptos.....	39
II.3.2 Evaluación probabilista.....	45
II.3.2.1 Conceptos.....	45
II.3.2.2 Aplicación.....	49
CAPITULO III VALORES DE CORTE	52
III.1 INTRODUCCIÓN	52
III.2 TERMINOLOGÍA BÁSICA.....	52
III.2.1 Valores de corte (cut offs).....	52
III.2.1.1 Valor de corte de volumen de arcilla (V_{cl}).....	53
III.2.1.2 Valor de corte de porosidad (\emptyset).....	54
III.2.1.3 Valor de corte de saturación de agua (S_w).....	54
III.2.1.4 Valor de corte de permeabilidad (K).....	55
III.2.2 Espesores.	55
III.2.2.1 Espesor total (gross).....	55
III.2.2.2 Espesor neto productor (net pay).....	56
III.2.2.3 Relación espesor neto /espesor total (net-to-gross).....	56
III.2.2.4 Arena neta o espesor neto de arena (net sand).....	56
III.2.2.5 Yacimiento neto (net reservoir).....	56
III.3 UTILIDAD DE LOS VALORES DE CORTE.....	58
III.4 CRITERIOS DE DEFINICIÓN DE LOS VALORES DE CORTE.	58
III.4.1 Rangos típicos de los valores de corte.....	60
III.4.2 Grafica de Hingle.	61
CAPITULO IV. ANALISIS DEL CAMPO PETROLERO	64
IV.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO PETROLERO	64
IV.2 VALORES DE CORTE Y VOLUMEN ORIGINAL.....	75
IV.2.1 Análisis estocástico.....	75
IV.2.1.1 Análisis de sensibilidad.....	75
IV.2.1.2 Simulación de Monte Carlo.....	80
IV.3 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVA DE HIDROCARBUROS.	84
IV.3.1 Análisis estocástico.....	84
IV.3.1.1 Análisis de sensibilidad.....	84
IV.3.1.2 Simulación de Monte Carlo.....	89

CONTENIDO

IV.4 RESULTADOS	91
CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
BIBLIOGRAFIA:.....	94
ANEXO 1	96
ANEXO 2	102

RESUMEN EJECUTIVO

La cuantificación del volumen original y reserva de hidrocarburos es la principal información que se requiere para definir las acciones que aseguren la sustentabilidad a largo plazo de un yacimiento o campo petrolero.

La correcta estimación de estos volúmenes depende de la cantidad y calidad de la información disponible y del proceso empleado por los profesionales de la industria en el análisis de dicha información.

Este documento está dedicado a observar el impacto de las variables petrofísicas en la estimación del volumen original y reserva de un campo petrolero.

En su parte inicial se describe el sistema de clasificación de recursos y reservas de acuerdo con los lineamientos emitidos por el Petroleum Resources Management System (PRMS), por la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y la Society of petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) para las reservas probadas. Seguido de una descripción de los parámetros físicos de la roca del yacimiento más importantes, utilizados en la cuantificación del volumen original de hidrocarburos, así como la definición del factor de volumen y el factor de recuperación.

En la segunda parte se presentan métodos de estimación del volumen original y reserva de hidrocarburos. Se describen dos enfoques, el primero es el enfoque determinista, en el cual se muestran tres métodos de estimación volumétrica. En el segundo se da un tratamiento probabilístico a las variables petrofísicas y factor de recuperación, para lograr una estimación más certera de los valores de volumen original y reservas, dicho enfoque se denomina método estocástico.

La tercera parte se centra en la descripción de los valores de corte de las variables petrofísicas, es decir valores límite con los cuales se delimitan porciones del yacimiento que contribuyen de manera significativa a la producción de hidrocarburos, se definen tres valores de corte estáticos: Volumen de arcilla (V_{cl}), Porosidad (\emptyset) y Saturación de agua (S_w). Se hace una distinción entre los tipos de espesores delineados por los valores de corte. Se muestra una tabla con valores típicos de V_{cl} , \emptyset , S_w , propuestos por los expertos de la industria para yacimientos clásticos y carbonatados. También se presenta la utilidad de los valores de corte y los criterios de definición de los mismos.

La cuarta parte corresponde a un ejercicio de cálculo del volumen original y reserva para un campo petrolero, partiendo del modelo petrofísico para la obtención de las variables petrofísicas, y definir a los valores de corte. Se da un tratamiento estocástico a las variables petrofísicas, para ello se realiza un análisis de sensibilidad y se recurre a la técnica de Montecarlo para definir qué variable es la que más impacta en los valores de reserva y volumen original.

En la parte final de este documento se presenta una serie de conclusiones y recomendaciones hechas para el futuro tratamiento y mejoramiento del tema en estudio.

CAPITULO I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

I.1 Sistema de clasificación de recursos y reservas

La necesidad de tener más certidumbre en la estimación y definición de los recursos petroleros ha impulsado desde 1930 la creación de lineamientos y guías. La Society Of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) desarrolló definiciones para las Reservas Comprobadas que sirvieron de eje para que en 1987 SPE estableciera definiciones para todas las categorías de Reservas. A su vez la World Petroleum Council (WPC) en el mismo año publicó definiciones de Reservas, similares a las de SPE. Fue hasta 1997 que las dos organizaciones publicaron en conjunto definiciones para Reservas utilizadas a nivel mundial. En 2000, la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), SPE, y WPC desarrollaron un sistema de clasificación para todos los recursos petroleros. En 2001 se integraron pautas de evaluación de aplicación suplemental, en 2005 un glosario de términos utilizados en las definiciones de recursos y en 2007 SPE publicó normas para la estimación y auditoria de la información de reservas.

En México, Petróleos Mexicanos utiliza definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por la Securities and Exchange Commission (SEC) para el caso de las reservas probadas, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones denominadas SPE-PRMS, desarrolladas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), el World Petroleum Council (WPC) y la Society of petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

La Figura I.1 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE. Se observa que define las clases principales de recursos recuperables y no recuperables, en función de la incertidumbre y de la oportunidad de comercialización.

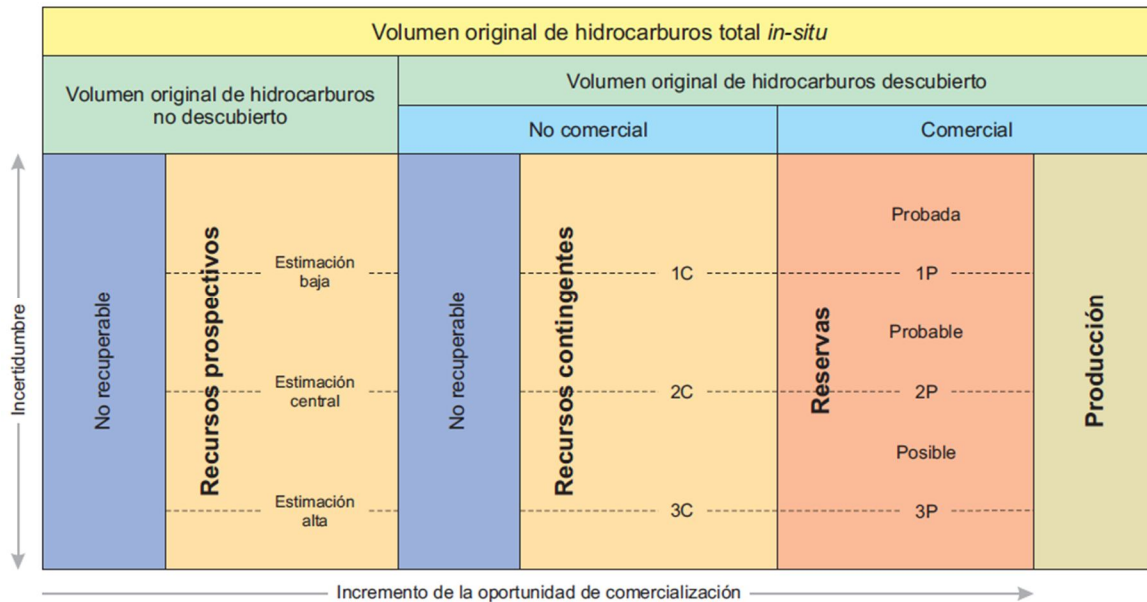


Figura I.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

Fuente: Adaptado de Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007. Las reservas de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2012.

I.1.1 Producción

Es la cantidad acumulada de hidrocarburos que ha sido recuperada en cierta fecha. Se mide en términos de las especificaciones del producto de venta, las cantidades de producción bruta también son medidas.

I.1.2 Recursos petroleros

Son todos los volúmenes de hidrocarburos de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertos o no descubiertos, recuperables o no recuperables, además de aquellas cantidades ya producidas e incluye todas las clases de hidrocarburos que actualmente se consideran convencionales o no convencionales, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades.

I.1.2.1 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas.

1.1.2 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburo estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

1.1.3 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburo que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo.

En la Figura 1.2 se puede observar la clasificación de las reservas de hidrocarburos, de acuerdo con la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción.



Figura 1.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

Fuente: Las reservas de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2012.

1.1.3.1 Reservas probadas

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

1.1.3.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

1.1.3.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

1.1.3.2 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones que no consideran su desarrollo inmediato, los de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

1.1.3.3 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

1. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica

que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.

2. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.
3. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
4. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

1.1.3.4 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.

Las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

1. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
2. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.
3. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.
4. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria y mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.
5. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

1.1.4 Hidrocarburo no recuperable

Es la porción de cantidades de hidrocarburos descubierto o no descubierto inicialmente in situ que se estima, a fecha dada, de no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a

ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos.

I.2 Petrofísica básica

Es muy importante conocer las propiedades físicas de las rocas, que les permiten almacenar y conducir fluidos. Otros aspectos de interés para el cálculo del volumen original de hidrocarburos son la saturación de fluidos, el espesor impregnado, el factor de volumen inicial, volumen de arcilla y el tipo de roca. Estos elementos son parte fundamental en el proceso de configuración del modelo estático del yacimiento.

I.2.1 Tipo de roca

Los tipos de roca que pueden almacenar fluidos de interés son las rocas de origen sedimentario, aunque ocasionalmente en las rocas ígneas y metamórficas se han encontrado estos fluidos. Las rocas sedimentarias que de acuerdo a su origen o composición química se dividen en rocas clásticas y no clásticas o carbonatadas. Figura I.3.



Figura I.3 Clasificación de las rocas

Rocas clásticas: son rocas compuestas de fragmentos o clastos de roca y minerales pre-existentes acumulados mecánicamente, que se han vuelto a consolidar. Dentro de las rocas clásticas podemos considerar a los conglomerados, arenas, limos y arcillas.

Rocas carbonatadas: son rocas formadas por carbonatos, cálcico (caliza) y cálcico-magnésico (dolomía). Forman estructuras masivas y compactas, que cambian al someterse a efectos mecánicos o químicos.

I.2.2 Porosidad

Se define como la relación entre el espacio vacío y el volumen total de roca en la formación, y se puede clasificar respecto a su origen (primario y secundario) y a la capacidad de aportar fluidos (efectiva e inefectiva). La porosidad muestra la cantidad de fluido que puede contener la roca.

La porosidad se expresa como una relación de volúmenes, en porcentaje o p.u. (porosity units). Ecuación 1.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen poros}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_T} \quad ; \quad \emptyset(\%) = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de roca}} \times 100 \quad (1)$$

donde:

\emptyset : porosidad.

V_p : volumen de poros.

V_T : volumen total de roca.

I.2.2.1 Porosidad primaria

Es la porosidad que se generó al depositarse la roca. Por ejemplo la porosidad intergranular en siliclásticos. Esta porosidad está presente entre las partículas durante su depósito.

I.2.2.2 Porosidad secundaria

Es la porosidad generada o alterada posteriormente a la depositación, por la acción de las aguas de formación, cambios en la composición química de las rocas o la acción de fuerzas tectónicas. Por ejemplo la dolomitización y el fracturamiento.

I.2.2.3 Porosidad efectiva

Es la porosidad en la cual los poros están interconectados y el fluido contenido en los mismos puede fluir. Un ejemplo es una esponja todos sus poros están conectados entre sí.

I.2.2.4 Porosidad inefectiva

Es la porosidad en la cual los poros no están conectados entre sí o la conectividad es tan pobre que no permite el flujo de los fluidos contenidos en ella. Un ejemplo es el queso Gruyere que tiene sus poros aislados.

1.2.2.5 Porosidad total

La porosidad total se define como (Ec. 2):

$$\emptyset_{Total} = \emptyset_{primaria} + \emptyset_{secundaria} \quad ; \quad \emptyset_{Total} = \emptyset_{efectiva} + \emptyset_{inefectiva} \quad (2)$$

donde:

\emptyset_{Total} : porosidad total.

$\emptyset_{primaria}$: porosidad primaria.

$\emptyset_{secundaria}$: porosidad secundaria.

$\emptyset_{efectiva}$: porosidad efectiva.

$\emptyset_{inefectiva}$: porosidad inefectiva.

Estos cuatro tipos de porosidad no son excluyentes y se pueden presentar en todas las formaciones, en menor o mayor grado.

1.2.3 Permeabilidad

Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de fluidos a través de ella. La unidad de permeabilidad es el Darcy.

1.2.3.1 Permeabilidad intrínseca o absoluta

Es una medida de la habilidad que tiene la roca para dejar pasar fluidos a través de la misma, independientemente del fluido que se trate.

1.2.3.2 Permeabilidad efectiva

Cuando coexisten dos o más fluidos en la roca, los mismos se interfieren entre si al intentar pasar a través de la roca. En consecuencia la permeabilidad efectiva de cada fluido disminuye respecto de la permeabilidad intrínseca de la roca. La permeabilidad efectiva se refiere siempre a un determinado fluido (agua, aceite o gas). La permeabilidad efectiva tiende a la intrínseca cuando la roca está saturada con un solo fluido.

1.2.3.3 Permeabilidad relativa

Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la intrínseca. Es un número que varía entre 1 y 0, y es adimensional.

1.2.4 Saturación de fluidos

La saturación de una roca de formación, es la fracción del volumen poroso que ocupa un fluido determinado. Ecuación 3.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (3)$$

donde:

S_f : saturación de fluido.

V_f : volumen de fluido.

V_p : volumen de poros.

1.2.4.1 Saturación de agua

La saturación de agua (S_w) es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si solo existe agua en los poros, la formación tendrá 100% de saturación de agua. Ecuación 4.

$$S_w \% = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}} = \frac{V_w}{V_p} \quad (4)$$

donde:

S_w : saturación de agua.

V_w : volumen de agua.

V_p : volumen de poros.

La saturación de agua de una formación puede variar desde el 100% hasta un valor muy pequeño, sin embargo, rara vez es nula. Siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el hidrocarburo no puede desplazar, esto se conoce como saturación de agua residual o irreductible.

1.2.4.2 Saturación de hidrocarburos

La saturación de aceite o gas, es la fracción del volumen poroso que contiene aceite y/o gas. Los poros deben saturarse con hidrocarburos y/o agua, de este modo la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%. Ecuación 5

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (5)$$

donde:

S_o = Saturación de aceite.

S_g = Saturación de gas.

S_w = Saturación de agua.

Al volumen de hidrocarburo atrapado en partes del volumen poroso se le denomina saturación de petróleo residual.

I.2.5 Arcillocidad

Las arcillas tienen valores muy altos de porosidad, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad. En yacimientos que presentan un cierto volumen de arcilla, la porosidad total se ve afectada por la arcilla, presentando valores altos que no corresponden con el potencial del yacimiento, por eso es muy importante calcular el volumen de arcilla con la mayor precisión posible.

El porcentaje del volumen total de roca ocupado por arcilla está definido por la siguiente relación (Ec. 6):

$$V_{cl} = \frac{\text{Volumen de arcilla}}{\text{Volumen total de roca}} = \frac{V_A}{V_T} \quad (6)$$

Donde:

V_{cl} : arcillocidad.

V_A : volumen de arcilla.

V_T : volumen total de roca.

En la Figura I.4 se observa la representación gráfica del volumen de arcilla.

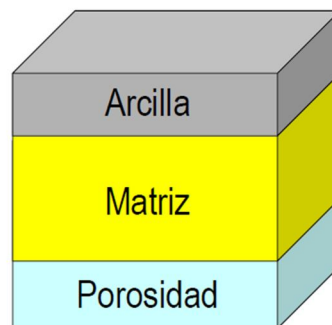


Figura I.4 Porcentaje del volumen total de roca ocupado por arcilla

Fuente: Definiciones de porosidad, saturación, arcillocidad y permeabilidad, Schlumberger.

I.2.6 Espesores

Para tener una buena evaluación de reservas, es necesario conocer de forma precisa la cantidad de hidrocarburo recuperable del yacimiento, por tal razón, identificar el espesor de roca que es realmente productor de hidrocarburos, eliminando todas aquellas zonas correspondientes a arcillas, rocas sin porosidad y zonas invadidas de agua; es imprescindible y de esta forma se evita la sobre estimación de reservas.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

Para la determinación del espesor neto de la formación productora, conocida como *net pay*, se debe seleccionar un valor mínimo de porosidad y saturación de hidrocarburos. El espesor total de la formación es conocido como *gross* y si toda la formación es productora, el espesor neto es igual con el espesor total o bruto.

1.2.6.1 Espesor total

Es la medida que hay desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical inferior, definido por un contacto de agua o por un cambio litológico.

1.2.6.2 Espesor neto

Es el espesor que tiene porosidad efectiva, este resulta de restar del espesor total las zonas arcillosas y zonas de rocas compactas.

1.2.6.3 Espesor neto productivo

Es el espesor neto con hidrocarburos móviles, es decir, que tiene una saturación de hidrocarburos mayor a la saturación crítica. Para identificar esta zona se utilizan varios registros geofísicos. La Figura I.5 es un ejemplo de la identificación de los espesores o intervalos de interés en un registro.

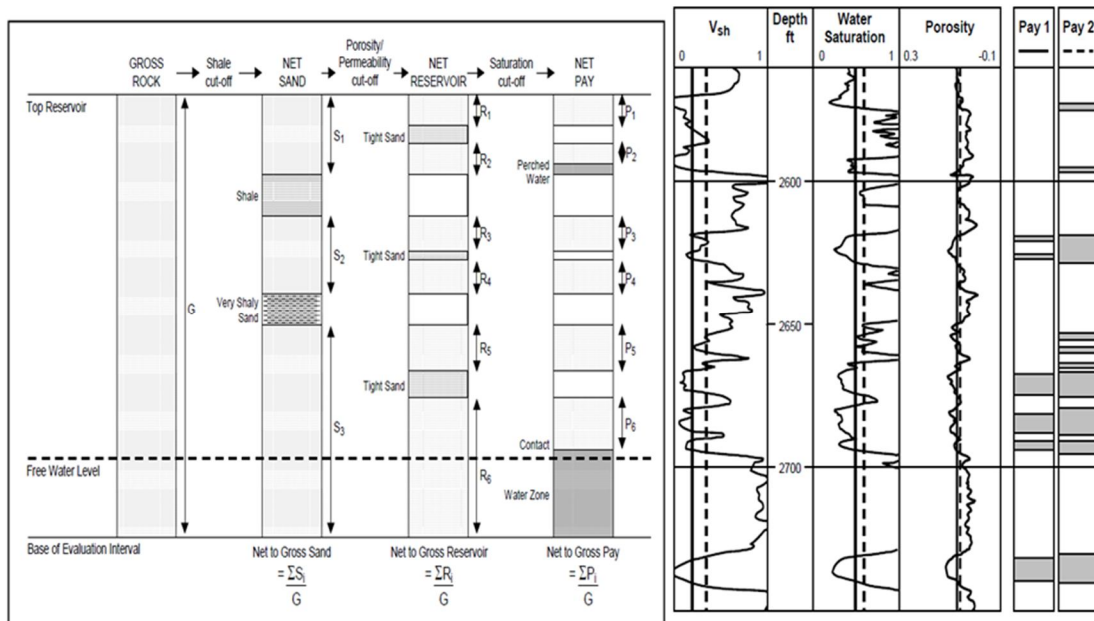


Figura I.5 Espesores impregnados con hidrocarburos.

Fuente: The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies, Paul F. Worthington, SPE, Gaffney, Cline & Associates, and Luca Cosentino, SPE, ENI E & P Division.

I.3 Factor de volumen

El volumen de hidrocarburo que fluye del yacimiento al pozo, es mayor que el volumen que se obtiene en los tanques de almacenamiento en superficie. Esto ocurre por los cambios de presión y temperatura que se presentan en el sistema integral de producción.

Al reducirse la presión, el gas que se encuentra disuelto en el aceite se libera y provoca una disminución bastante grande en el volumen de aceite. La reducción en la presión también provoca que el aceite restante se expanda ligeramente, pero este efecto es compensado por la contracción del aceite debido a la disminución de la temperatura.

La diferencial de volumen debida a la reducción en la presión y la temperatura, se expresa en términos del factor de volumen de aceite y se define como (Ec. 7):

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite mas su gas disuelto medido a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de aceite muerto}} \quad (7)$$

donde:

B_o : factor de volumen de aceite.

El término volumen de aceite muerto se refiere al aceite sin gas en solución, es decir, el aceite está estabilizado y se reporta a condiciones estándar.

Al volumen de aceite del yacimiento necesario para producir un barril de aceite en el tanque de almacenamiento se le representa con el símbolo B_o y su valor es mayor que uno y es determinado con pruebas PVT en el laboratorio.

Al recíproco del factor de volumen de aceite se le llama factor de encogimiento. Ecuación 8.

$$b_o = \frac{1}{B_o} \quad (8)$$

donde:

b_o : factor de encogimiento de aceite.

B_o : factor de volumen de aceite.

La Figura I.6 muestra el comportamiento de B_o y la presión a temperatura constante de un yacimiento bajo saturado.

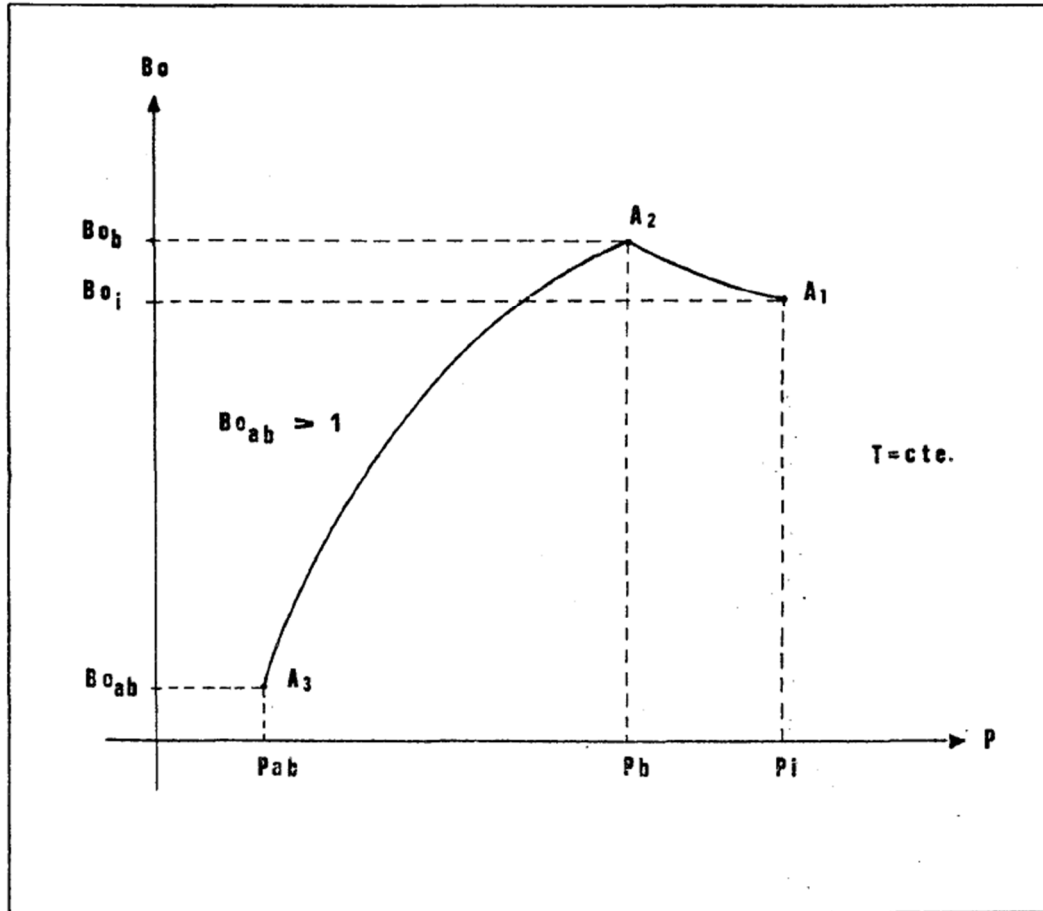


Figura I.6 Comportamiento de B_o & P

Fuente: Apuntes de Principios de mecánica de yacimientos, Rodríguez Nieto Rafael, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.

La Figura I.6 muestra la presión inicial del aceite en el yacimiento que está por encima de la presión de burbuja. Como se reduce la presión del yacimiento, de la presión inicial a la presión del punto de burbuja, el factor de volumen de formación aumenta ligeramente debido a la expansión del aceite con su gas disuelto en el yacimiento.

Una reducción en la presión del yacimiento por debajo de la presión del punto de burbuja da como resultado el incremento de gas en los poros del yacimiento. El aceite que queda en el yacimiento tiene menos gas en solución y, en consecuencia, un factor de volumen de formación más pequeño.

El factor de volumen del gas, se define como el volumen de gas medido a condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento, entre el volumen de gas medido a condiciones estándar. Matemáticamente se representa de la siguiente forma (Ec. 9):

$$B_g = \frac{V_g @ cy}{V_g @ cs} \quad (9)$$

donde:

B_g : factor de volumen de gas.

$V_g @ cy$: volumen de gas a condiciones de yacimiento.

$V_g @ cs$: volumen de gas a condiciones estándar.

I.4 Factor de recuperación

La recuperación de hidrocarburos depende de factores dinámicos y estáticos del yacimiento, algunos de ellos son: ritmo de explotación, las propiedades petrofísicas de la formación, el tipo de mecanismo de empuje, la etapa de explotación en la que se encuentre el yacimiento, el tiempo en explotación y las propiedades de los fluidos.

Se debe tener muy claro que el volumen original de hidrocarburos siempre es mayor que el volumen de hidrocarburos recuperable, por este motivo, el objetivo principal del ingeniero petrolero, es obtener la máxima recuperación de hidrocarburos.

El factor de recuperación se define como la relación entre el volumen producido acumulado de hidrocarburos (aceite o gas) y el volumen original de hidrocarburos. Ecuación 10.

$$\begin{aligned} & \text{Factor de recuperacion (FR) a la fecha de calculo, en \%} \\ & = \frac{\text{Produccion acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \end{aligned}$$

$$F_R = \frac{N_p}{N} \quad (10)$$

donde:

F_R : factor de recuperación.

N_p : volumen producido acumulado.

N : volumen original.

Las unidades de la producción acumulada y volumen original son barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie. En yacimientos de gas se utiliza millones de pies cúbicos de gas (mmpc) a condiciones de superficie o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente medidos a condiciones de superficie.

Es común en la industria petrolera determinar también el factor de recuperación final esperado (FRF). Ecuación 11:

$$FRF_{en\ \%} = \frac{\textit{Produccion acumulada final esperada de aceite o gas}}{\textit{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \quad (11)$$

Donde:

FRF: factor de recuperación final esperado.

La producción acumulada final esperada se puede obtener de las siguientes formas (Ecs. 12 y 13):

$$N_p \textit{ o } G_p = \textit{Produccion acumulada a la fecha de calculo} + \textit{Reservas probadas} \quad (12)$$

$$N_p \textit{ o } G_p = \textit{Produccion acumulada a la fecha de calculo} + \textit{Reservas probadas} + \textit{probables} \quad (13)$$

donde:

N_p : producción acumulada de aceite.

G_p : producción acumulada de gas.

Las ecuaciones anteriores son las más utilizadas en la industria petrolera. Para obtener el máximo valor del factor de recuperación se deben considerar a los elementos y parámetros físicos de los yacimientos que influyen en la recuperación final de hidrocarburos en yacimientos de aceite y gas. A continuación se da un breve resumen de dichos elementos.

Etapas de explotación de los yacimientos.

Las diferentes etapas de explotación a las que están sometidos los yacimientos se dividen en tres:

Recuperación primaria.

Esta es la etapa inicial de explotación y se da por la energía natural del yacimiento o campo. En esta primera etapa se puede aplicar la tecnología a los pozos. Los sistemas artificiales de producción, la construcción de pozos horizontales y multilaterales y el fracturamiento hidráulico en el área de perforación son ejemplos de lo que se puede utilizar en esta etapa para maximizar el factor de recuperación.

Recuperación secundaria.

El objetivo de esta segunda etapa es proporcionarle energía adicional al yacimiento, este proceso se realiza mediante la inyección de agua o gas al yacimiento con el fin de mantener la presión o para desplazar a los fluidos dentro

del yacimiento. En esta etapa también se puede emplear la tecnología aplicada en la recuperación primaria.

Recuperación mejorada.

En esta parte de la explotación del yacimiento se emplean principalmente tres métodos para maximizar el factor de recuperación de aceite y gas. Estos métodos modifican las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento.

1. Métodos térmicos: inyección de vapor o la inyección de aire, para generar una combustión in situ.
2. Métodos químicos: inyección de polímeros o surfactantes, para modificar la tensión interfacial.
3. Métodos de inyección de gases miscibles: inyección de CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos y nitrógeno.

Conforme el yacimiento avance por estas tres etapas el factor de recuperación va en aumento.

Prácticas operativas para explotar un yacimiento.

La manera de explotar un yacimiento determina el valor del factor de recuperación final. Por ejemplo, en yacimientos bajo saturados con ritmos de explotación muy altos, no se logra aprovechar eficientemente la energía natural del yacimiento, se debe tener una buena ingeniería de producción para poder obtener valores altos del factor de recuperación. El extraer gas tempranamente del casquete de gas original o formado del yacimiento provoca también valores bajos del factor de recuperación, se debe determinar el momento adecuado para hacerlo y así aprovechar la energía que este casquete proporciona para la explotación del yacimiento. El aprovechamiento de la energía que provee un acuífero y retrasar la disminución de la presión en yacimientos de gas y condensado para evitar la condensación retrograda, son prácticas operativas que de aplicarse de forma efectiva aumentan el valor del factor de recuperación.

Mecanismos naturales de producción.

La identificación pronta del mecanismo o mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento, permite maximizar el factor de recuperación final, ya que estos definen el nivel de factor de recuperación que se puede llegar a tener. En yacimientos de aceite, se presentan cinco mecanismos naturales de producción:

1. *Empuje por gas disuelto.* Al reducirse la presión en el yacimiento, ocurre una expansión del aceite y de su gas disuelto, la cual genera el empuje y es equivalente a la producción obtenida. Con este tipo de mecanismo de

producción se pueden obtener valores de hasta el 22% de factor de recuperación.

2. *Empuje por el casquete de gas.* La producción se genera por el empuje que realiza la capa de gas original (en yacimientos saturados) o secundaria (en yacimientos bajosaturados) del yacimiento. El factor de recuperación para este mecanismo es del orden de 30%
3. *Empuje por la expansión de la roca.* La expulsión del aceite y el gas ocurre por el incremento de la presión de sobrecarga que reduce el volumen poroso del yacimiento. El valor del factor de recuperación es de un 4%, este valor es muy bajo porque la compresibilidad de la formación no es muy grande.
4. *Empuje hidráulico (acuífero asociado).* Ocurre cuando en el yacimiento se tiene un acuífero asociado. Al reducirse la presión en el yacimiento, el agua del acuífero se expande y fluye a la zona de aceite, desplazándolo. Este tipo de mecanismo genera factores de recuperación altos, del orden de 50%.
5. *Empuje por segregación gravitacional.* Es el mecanismo de producción más eficiente pero también el menos común. El empuje se da por el efecto de la gravedad en los fluidos del yacimiento, colocando a los más pesados en el fondo del mismo y los ligeros en la parte superior, esto ocasiona que el empuje por el casquete de gas sea más fuerte y eficiente. De este mecanismo se pueden obtener factores de recuperación de alrededor del 60%.

En yacimientos de gas se distinguen dos mecanismos de empuje naturales:

1. Empuje volumétrico: este empuje se da por la expansión del gas en el yacimiento al abatirse la presión. Conforme la presión se reduce el volumen de gas en el yacimiento también disminuye.
2. Empuje hidráulico: el empuje es causado por la expansión del agua del acuífero asociado al yacimiento, desplazando al gas dentro del mismo.

La alta movilidad del gas dentro del yacimiento ocasiona que se tengan factores de recuperación más elevados en comparación con los yacimientos de aceite.

Los mecanismo anteriores se presentan combinados en toda la vida del yacimiento, por esta razón se deben aplicar las mejores prácticas de administración de yacimientos, para poder aprovechar toda la energía posible del yacimiento y así obtener los factores de recuperación más altos.

En la Figura I.7 se muestran las etapas en la vida de un yacimiento.

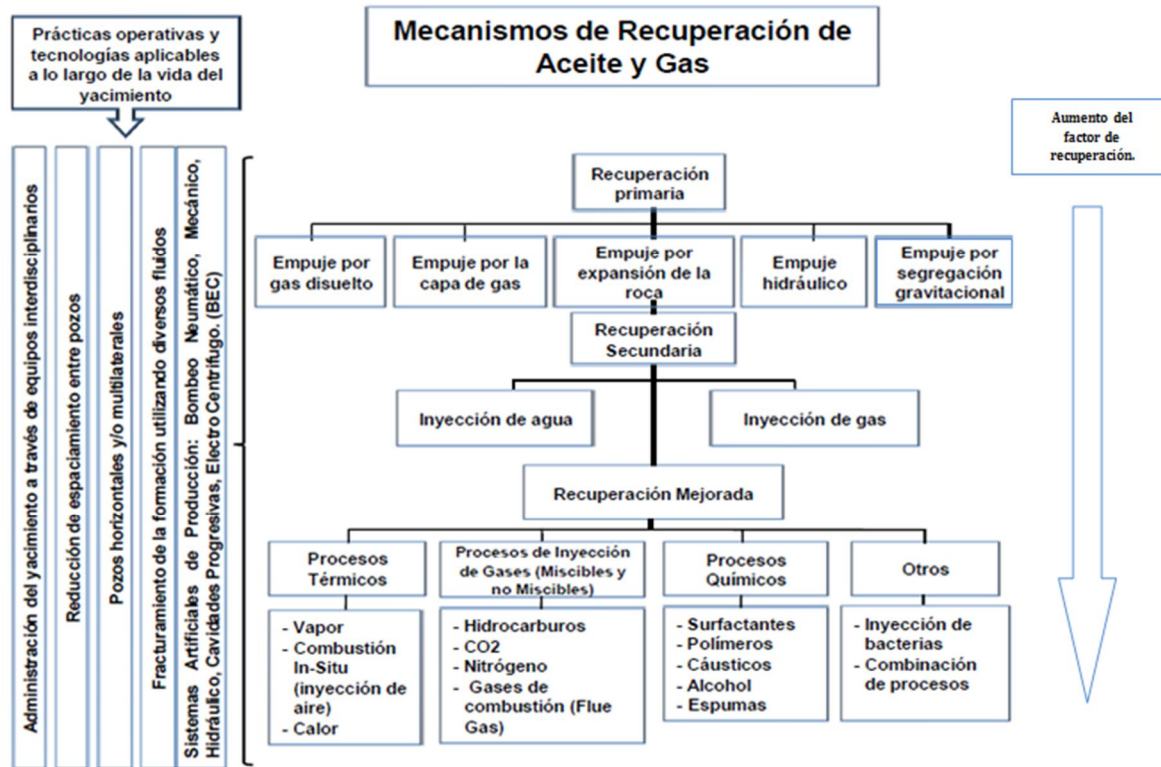


Figura I.7 Etapas en la vida de un yacimiento.

Fuente: Adaptado de Documento técnico 1 (DT-1), Factores de recuperación de aceite y gas en México, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010.

I.5 Volumen original de hidrocarburo

Es la acumulación de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie.

Este volumen puede estimarse por procedimientos deterministas o estocásticos. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como función de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

I.5.1 Volumen original de hidrocarburos total in-situ

Es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos de ocurrencia natural. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en

explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos (equivalente a los recursos totales).

I.5.2 Volumen original de hidrocarburos no descubiertos

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.

I.5.3 Volumen original de hidrocarburos descubiertos

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial.

Capitulo II. ESTIMACION DE RESERVAS.

II.1 Introducción

Comprender y manejar el rango de incertidumbre asociada a la estimación de recursos y reservas es un aspecto importante en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Profesionales de la industria petrolera requieren conocer esta incertidumbre con el fin de realizar planes de desarrollo, evaluaciones de riesgos comerciales, comprender y comunicar el nivel de confianza en sus estimaciones de reservas y asegurarse de que se puede manejar un resultado desfavorable. Los enfoques para manejar la incertidumbre en las estimaciones de reservas o volúmenes in situ, se pueden ver en una escala completamente determinista o una totalmente probabilista.

II.2 Cálculo del volumen original de hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento. El volumen original de hidrocarburos puede estimarse por procedimientos deterministas o estocásticos. El procedimiento determinista incluye métodos volumétricos, simulación numérica y balance de materia. El procedimiento estocástico modela la incertidumbre de los parámetros petrofísicos como funciones de probabilidad, generando una función para el volumen original. El volumen de roca impregnada de hidrocarburos, su porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburos y las propiedades de los fluidos del yacimiento, es la información que se debe de tener para iniciar la estimación del volumen original. El volumen original de hidrocarburos puede ser expresado a condiciones de yacimiento o a condiciones estándar.

II.2.1 Método determinista.

En el método determinista se utiliza un único valor para cada parámetro, con base en una descripción bien definida del yacimiento, lo que resulta en un valor único para la estimación del volumen original o reserva. Las ventajas del método determinista son:

1. El método describe un caso físico específico.
2. El método es directo y fácil de explicar.
3. La estimación es reproducible
4. Es ampliamente utilizado para reportar las reservas probadas para fines reglamentarios.

La principal debilidad del método determinista es que no capta todo el rango de incertidumbre en los parámetros del yacimiento.

II.2.1.1 Estimación volumétrica.

El método volumétrico empleado para calcular el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento se basa en:

1. Información obtenida de registros y de análisis de núcleos de donde se determina el contenido de arcilla, la porosidad y la saturación de fluidos.
2. Del análisis del fluido de donde se obtiene el factor de volumen de aceite o gas, a las condiciones iniciales.

El volumen original de hidrocarburos a condiciones estándar, se puede calcular con la siguiente ecuación (Ec. 14):

$$N_{sc} = \int \frac{h\phi(1 - S_w)}{B_o} dA + c \quad (14)$$

donde:

N_{sc} : volumen original a condiciones estándar.

h : espesor del yacimiento.

ϕ : porosidad.

S_w : saturación de agua.

B_o : factor de volumen de aceite.

dA : diferencial de área.

c : constante de integración.

Esta ecuación puede ser resuelta por integración numérica, pero si h , ϕ , S_w y B_o son constantes, la ecuación anterior se simplifica de la siguiente forma (Ec. 15):

$$N_{sc} = \frac{Ah\phi(1 - S_w)}{B_o} \quad (15)$$

donde:

N_{sc} : volumen original a condiciones estándar.

h : espesor del yacimiento.

ϕ : porosidad.

S_w : saturación de agua.

B_o : factor de volumen de aceite.

A : área.

El cálculo del volumen original de hidrocarburos, por el método volumétrico consiste de las siguientes etapas:

1. Determinar el volumen de roca que contiene hidrocarburos a partir de consideraciones de espesor y área o a partir de un mapa de isopacas del espesor neto.
2. Determinar la porosidad efectiva promedio.
3. Determinar la saturación de hidrocarburos (saturación de fluidos).
4. Pasar el volumen a condiciones de superficie.

II.2.1.1.1 Método de isopacas

Este método determina el volumen de roca impregnada de hidrocarburos del yacimiento. A partir de este volumen calculado y con los valores de saturación y porosidad, se puede obtener el volumen original de hidrocarburos.

El método de isopacas es nombrado así, porque se tiene que construir un mapa con curvas de igual espesor de roca del yacimiento, a partir de la localización en un mapa de todos los pozos del campo de interés, y de sus respectivos valores de porosidad media, saturación media y espesor neto.

Descripción del método:

1. Se realiza el mapa con las localizaciones de todos los pozos del campo de estudio, anotando su respectivo valor de espesor neto impregnado. Figura II.1.

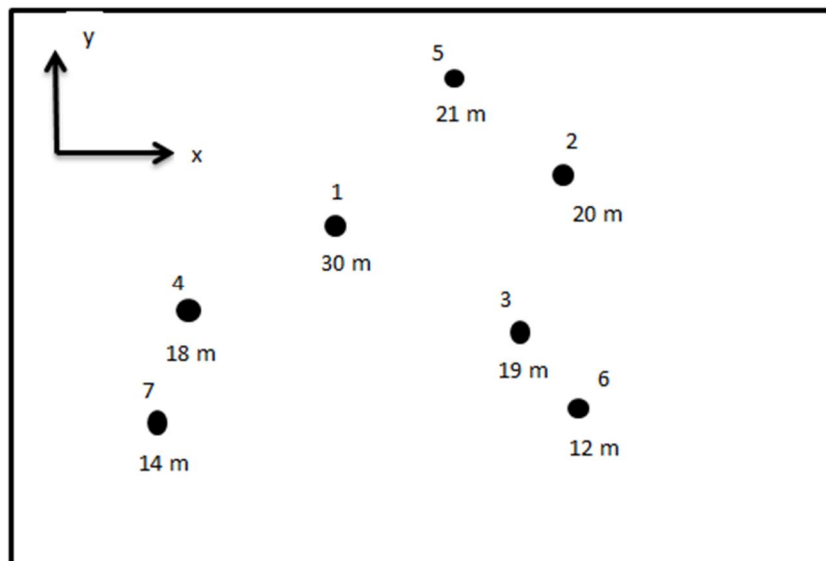


Figura II.1 Mapa con las localizaciones de los pozos del campo en estudio.

2. Sobre el mapa de localizaciones de los pozos, se dibujan curvas de igual valor, interpolando o extrapolando datos. Figura II.2.

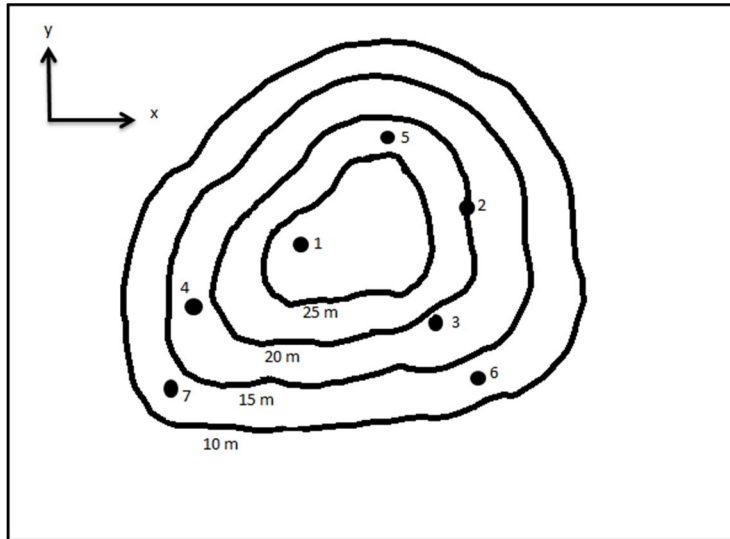


Figura II.2 Plano de curvas isopacas.

Se miden las áreas encerradas por cada curva isopaca. La medición se realiza con la ayuda de un planímetro. Los valores obtenidos con el planímetro, se convierten a dimensiones reales y se anotan en una tabla. Tabla II.1.

ISOPACAS	ÁREAS m^2
0	1180
5	1000
10	900
15	750
20	500
25	200
30	0

Tabla II.1 Tabla de isopacas y áreas.

Se grafican los datos de la Tabla II.1 y se obtiene el área bajo la curva, para los límites cero y área máxima. Figura II.3

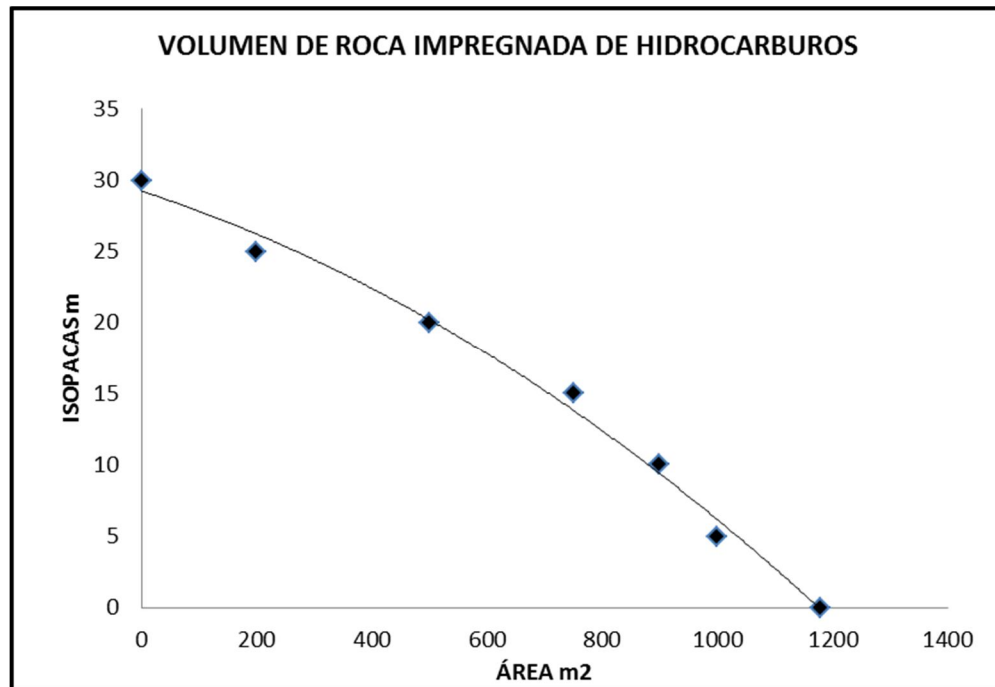


Figura II.3 Gráfica de isopacas y áreas.

- El valor obtenido es el volumen de roca impregnada de hidrocarburos, el cual se multiplica por la porosidad media y la saturación media de hidrocarburos, para obtener el volumen original de hidrocarburos a las condiciones del yacimiento. La siguiente expresión se utiliza para obtener el volumen original a condiciones de yacimiento. Ecuación 16.

$$V_{hc} = V_r \phi (1 - S_w) \quad (16)$$

donde:

V_{hc} : volumen de hidrocarburos.

V_r : volumen de roca.

ϕ : porosidad media.

S_w : saturación de agua media.

II.2.1.1.2 Método de cimasy bases

Este método calcula el volumen de roca del yacimiento. La información necesaria para utilizar este método es la siguiente:

- Mapa con la localización de todos los pozos del campo en estudio.
- La porosidad media de la formación y la saturación media de hidrocarburos.
- Registros geofísicos de todos los pozos, para identificar la cima y la base del espesor de interés.

4. Un planímetro o fórmulas de integración numérica.

Descripción del método:

1. Se deben realizar mapas con curvas de igual profundidad, tanto para las bases como las cimas de la formación. En el mapa de localización de los pozos, se anotan en una tabla las profundidades de las cimas y bases de la formación. Tabla II.2

POZO No.	PROFUNDIDAD DE LAS CIMAS (mbnm)	PROFUNDIDAD DE LAS BASES (mbnm)
1	1941	2002
2	1859	1985
3	1840	1920
4	1937	1980
5	1855	1908
6	1853	1932
7	1847	1968
8	1862	1909
9	1856	1907
10	1851	1932
11	1830	1877
12	1805	1851

Tabla II.2 Tabla de profundidad de cimas y bases

2. Se hace la configuración de las curvas de igual profundidad, con la interpolación o extrapolación de datos. Se configura un mapa para las cimas y otro para las bases. En la Figura II.4. se observa la configuración de las curvas de igual profundidad para las cimas del intervalo de interés, y en la Figura II.5 la configuración de las curvas de igual profundidad para las bases.

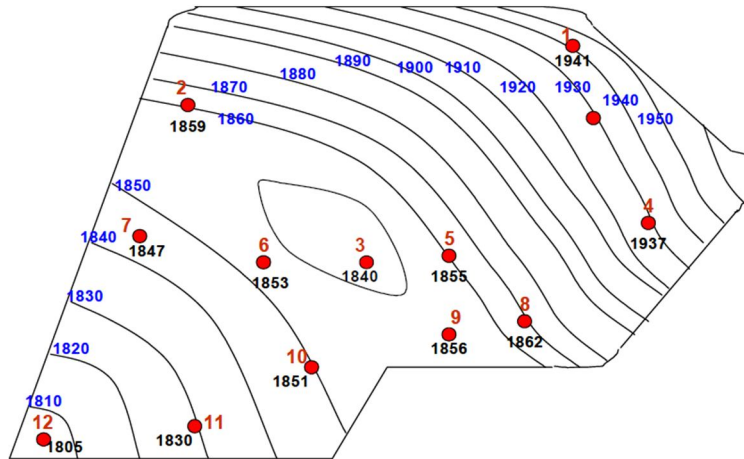


Figura II.4. Mapa de cimas.

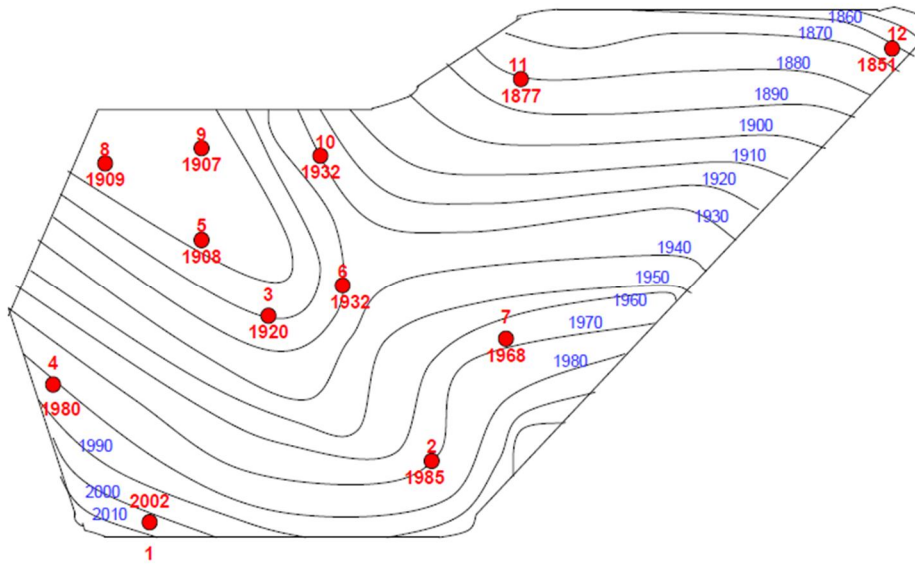


Figura II.5 Mapa de bases.

3. Con la ayuda de un planímetro o fórmulas de integración numérica, se calculan las áreas encerradas por las curvas del mapa de cimas y lo mismo para el mapa de bases. Se procede a construir una tabla con los datos de la profundidad de las bases, la profundidad de las cimas y las áreas obtenidas para cada uno respectivamente. Tabla II.3.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

CIMAS (mbnm)	AREA (cm2p)	BASES (mbnm)	AREA (cm2p)
1810	5	1840	0.3
1820	16.3	1850	2.3
1830	33.7	1860	5.8
1840	50.1	1870	11.7
1850	76.3	1880	18.2
1860	114.7	1890	24.8
1870	121.1	1900	31.8
1880	125.4	1910	51.9
1890	129.6	1920	69.6
1900	133.5	1930	86
1910	137.5	1940	102.2
1920	141.5	1950	112.8
1930	145.1	1960	123.2
1940	148.3	1970	129.5
1950	151	1980	136.4
1960	153.4	1990	144
A. LIMITE	153.9	2000	148.8
		2010	153.1

Tabla II.3 Tabla de cimás, bases y áreas.

4. Se construye una gráfica de profundidades contra áreas con los datos de la tabla II.3.

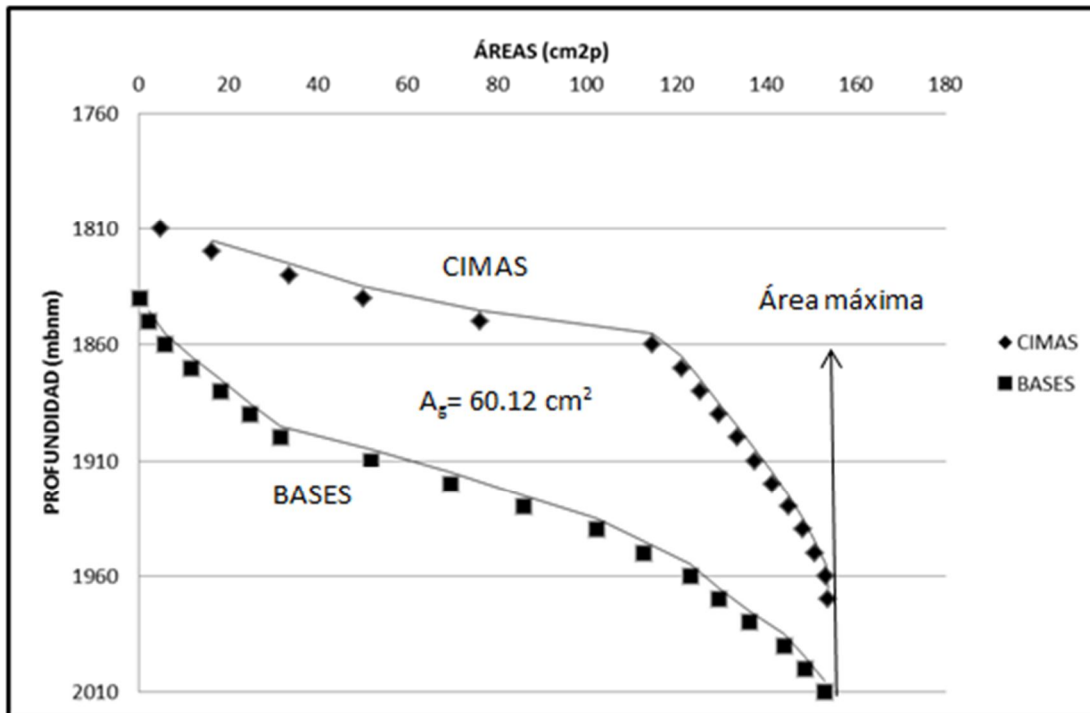


Figura II.6 Gráfica de áreas contra profundidad

5. De la gráfica de la figura II.6, se calcula el área encerrada por la curva de cimas y la curva de bases. Se utiliza un planímetro o fórmulas de integración numérica para el cálculo de área. Con el área encontrada se calcula el volumen de roca de la manera siguiente (Ec. 17):

$$V_r = A_g \left(\frac{E_p}{100} \right)^2 (E_g)_x (E_g)_y \quad (17)$$

donde:

V_r : Volumen de roca del yacimiento

E_p : escala de los planos de cimas y bases

$(E_g)_x$: Escala horizontal de la gráfica de áreas contra profundidades

$(E_g)_y$: Escala vertical de la gráfica de áreas contra profundidades

Se deben tomar en cuenta los límites físicos del yacimiento, así como el contacto agua-aceite, para calcular el área encerrada entre los perfiles de cimas y bases.

Para el ejemplo, el volumen de roca está dado por:

$$V_r = 60.12 \left(\frac{20000}{100} \right)^2 (10)(20) = 480.960 \times 10^6 m^3$$

donde:

V_r : volumen de roca.

6. Finalmente se multiplica el valor encontrado del volumen de roca por el valor de porosidad media y saturación media de hidrocarburos, esto nos da un valor aproximado del volumen original de hidrocarburos.

El volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento está dado por (Ec. 18):

$$V_{hc} = V_r \phi (1 - S_w) \quad (18)$$

donde:

V_{hc} : volumen de hidrocarburos.

V_r : volumen de roca.

ϕ : porosidad.

S_w : saturación de agua.

Para el ejemplo:

$$\emptyset = 0.134$$

$$S_w = 0.175$$

$$V_{hc} = 480.960 \times 10^6 * 0.134 * (1 - 0.175) = 53.170 \times 10^6 m^3 @ c. y.$$

II.2.1.1.3 Método de isohidrocarburos

A este método también se le conoce como isoíndices de hidrocarburos. Tiene gran similitud con el método de isopacas, igualmente se requiere de un mapa de ubicación de todos los pozos del campo en estudio, la diferencia es, que ahora se anota en cada pozo el índice de hidrocarburo. Este método proporciona resultados más aproximados al volumen original de hidrocarburos.

El índice de hidrocarburos se determina de la siguiente manera (Ec. 19):

$$I_{hc} = (h)(\emptyset)(1 - S_w) ; \frac{L^3 h_c @ c. y.}{L^2 roca} \quad (19)$$

Donde:

I_{hc} : índice de hidrocarburos.

h: Espesor de la formación.

\emptyset : Porosidad.

$(1 - S_w)$: Saturación de hidrocarburos.

El índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado de yacimiento. Al analizar estos índices obtenidos con sus respectivas áreas, se podrá tener el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

Descripción del método.

1. Calcular el índice de hidrocarburos en todos los pozos del campo en estudio
2. En el mapa de las localizaciones de los pozos, se anotan los valores de índice de hidrocarburos correspondientes a cada pozo.
3. Se construye un mapa con curvas de igual valor de índice de hidrocarburos, que se pueden obtener por interpolación o extrapolación lineal. En el mismo mapa se marcan los límites del yacimiento, sean convencionales o físicos.
4. Con la ayuda de un planímetro o fórmulas de integración numérica, se obtienen los valores de las áreas encerradas por cada curva de

isohidrocarburos. Los datos obtenidos se vacían en una tabla, como la que se muestra en la Tabla II.4.

$I_{h_c} \left(\frac{L^3 \text{ de } h_c}{L^2 T} \right)$	AREAS (L^2_p)
Valor mayor	0
-	-
0	Área limite

Tabla II.4 Tabla de isohidrocarburos y áreas.

- Se construye una gráfica de isohidrocarburos contra áreas con los datos de la tabla II.4.

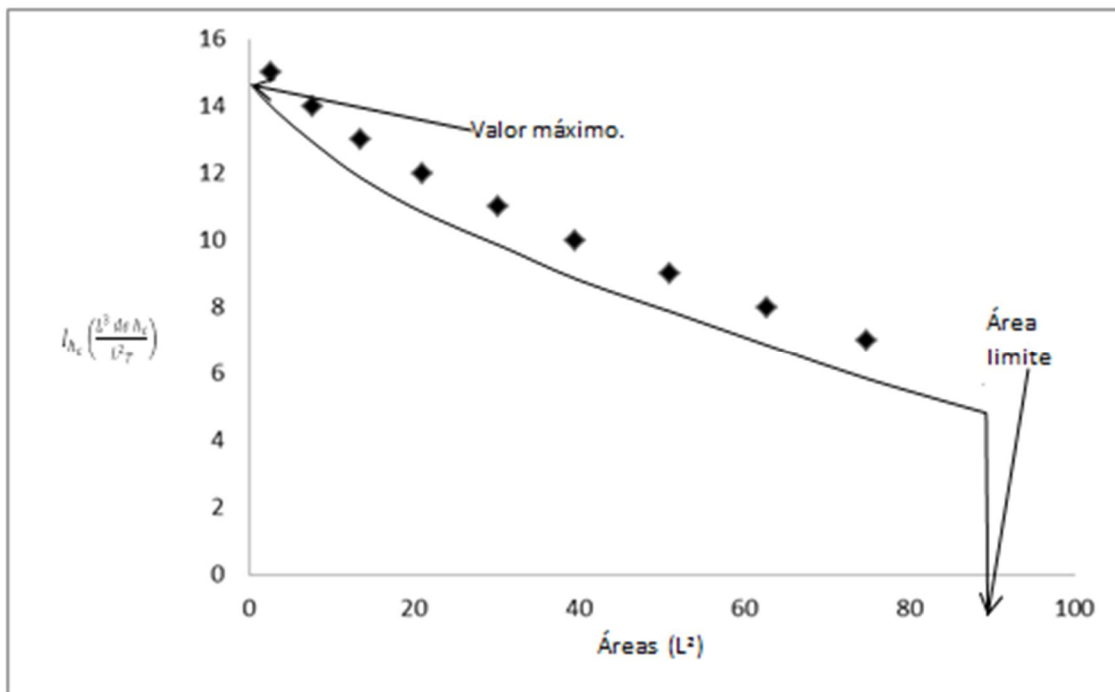


Figura II.7 Gráfica de isohidrocarburos contra áreas.

- Se calcula el área bajo la curva entre la abscisa cero y la abscisa de área máxima, Figura II.7 y se obtiene el volumen original de hidrocarburos con la siguiente ecuación (Ec. 20):

$$V_{h_c} = A_g \left(\frac{E_p}{100} \right)^2 (E_g)_x (E_g)_y \quad (20)$$

donde:

V_{h_c} : Volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento

A_g : Área de la gráfica isohidrocarburos contra áreas

E_p : Escala del plano de isohidrocarburos

$(E_g)_x$: Escala horizontal de la gráfica de isohidrocarburos contra áreas

$(E_g)_y$: Escala vertical de la gráfica de isohidrocarburos contra áreas

Ejemplo:

1. Con la información obtenida de 10 pozos de un campo, Tabla II.5. Se determina el correspondiente índice de hidrocarburos para cada pozo.

POZO	Ih
1	5.78
2	14.4
3	2.42
4	3.74
5	9.71
6	14.72
7	2.61
8	5.08
9	4.46
10	4.26

Tabla II.5 Tabla de isohidrocarburos.

2. A partir del plano de localizaciones se construye el mapa de curvas de igual índice de hidrocarburos. Figura II.8.

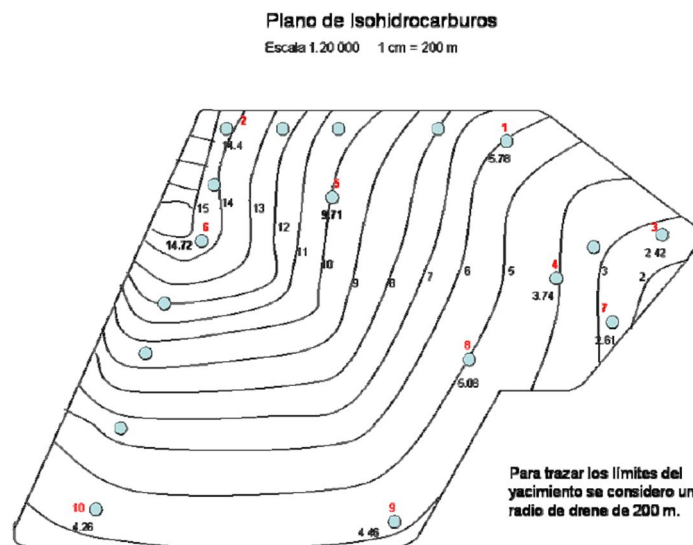


Figura II.8. Plano de isohidrocarburos.

3. Con el planímetro se obtienen las áreas encerradas por cada curva de isohidrocarburos. Se construye la tabla índice de hidrocarburos y áreas. Tabla II.6.

$I_{hc} \left(\frac{m^3 \text{ de } h_c}{m^2 \tau} \right)$	AREAS ($m^2 p$)
15	2.6
14	7.7
13	13.5
12	21
11	30.1
10	39.5
9	50.9
8	62.7
7	74.8
6	89

Tabla II.6 Tabla de I_{hc} y áreas.

4. Se construye la gráfica I_{hc} contra áreas. Calcular el área bajo curva entre la abscisa 0 y la abscisa máxima y obtener el volumen original de hidrocarburos. Figura II.9.

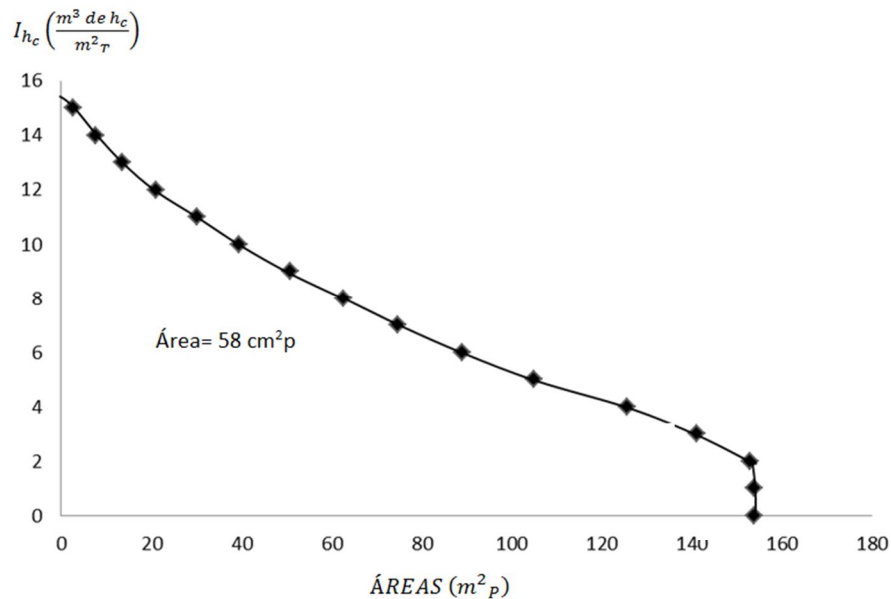


Figura II.9 Gráfica de I_{hc} contra Áreas

El volumen original de hidrocarburos está dado por:

$$V_{hc} = A_g \left(\frac{E_p}{100} \right)^2 (E_g)_x (E_g)_y \quad (21)$$

$$1 cm_{grafica_x} = 10 cm^2_p \quad ; \quad 1 cm_{grafica_y} = 2 m^3 de \frac{hc}{m^2_T}$$

donde:

V_{hc} : Volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento

A_g : Área de la gráfica isohidrocarburos contra áreas

E_p : Escala del plano de isohidrocarburos

$(E_g)_x$: Escala horizontal de la gráfica de isohidrocarburos contra áreas

$(E_g)_y$: Escala vertical de la gráfica de isohidrocarburos contra áreas

$$V_{hc} = 58 \left(\frac{20000}{100} \right)^2 (10)(2) = 46.400 \times 10^6 m^3 \text{ a c. y.}$$

II.2.2 Método estocástico

El método utiliza la incertidumbre de cada uno de los parámetros del yacimiento para estimar la incertidumbre de los volúmenes de recursos in situ y recuperables. A menudo, un método estocástico (por ejemplo, Monte Carlo) se aplica para generar funciones de probabilidad mediante un muestreo aleatorio de distribuciones de entrada.

En el método estocástico, empleamos la gama de valores que razonablemente podrían ocurrir para cada parámetro desconocido (a partir de datos de geociencias y de ingeniería) para generar una amplia gama de posibles resultados para el volumen de los recursos. Para ello, se identifican los parámetros que componen la estimación de las reservas y del volumen original y luego determinar un PDF. El PDF describe la incertidumbre en torno a cada parámetro individual basado en datos de geociencias y de ingeniería. El uso de un procedimiento de muestreo estocástico que nos acerca al azar a un valor para cada parámetro es para calcular una estimación de recursos recuperables o in situ. Al repetir este proceso un número suficiente de veces, se puede crear un PDF para el volumen in situ o volúmenes recuperables. En la Figura II.10 se muestra esquemáticamente el método de Monte Carlo.

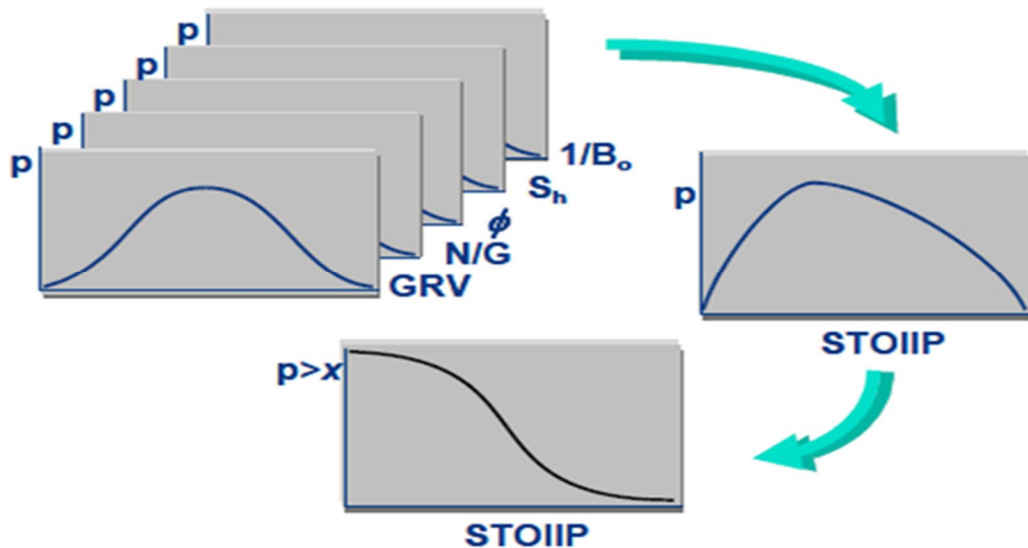


Figura II.10 Método de Monte Carlo

Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources A Supplement to the SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources and definitions.

Las dependencias entre los parámetros existen y deben estar representados en la estimación probabilística de los volúmenes recuperables. Cabe señalar que la función de distribución de probabilidad resultante de los recursos recuperables a menudo es asimétrica.

Parámetros volumétricos y su distribución de incertidumbre.

La incertidumbre en las estimaciones volumétricas de reservas y recursos de hidrocarburos está asociada con cada parámetro en las ecuaciones.

Volumen bruto de roca (GRV). La contribución más importante a la incertidumbre total se encuentra en el volumen bruto de roca del yacimiento, ¿Qué tan grande es el yacimiento? Esta incertidumbre puede estar relacionada con:

- La falta de definición de los límites del yacimiento en los datos sísmicos
- Conversión de tiempo a profundidad en las observaciones sísmicas
- Daños a la formación

Propiedades de la roca. La incertidumbre asociada con las propiedades de la roca del yacimiento se origina a partir de la variabilidad en la roca. La incertidumbre se puede reducir mediante la evaluación petrofísica, las mediciones en núcleos, respuesta sísmica y su interpretación. Si bien los registros petrofísicos y mediciones de núcleos en el laboratorio pueden ser muy precisos, estos son solo muestras de porciones limitadas de las formaciones bajo análisis y no son representativas de las mismas. Solo en raras ocasiones las mediciones precisas

de la porosidad, la relación net/gross, la saturación de fluidos y factores que afecten el flujo de fluidos se pueden aplicar directamente y con confianza.

Propiedades de los fluidos. El muestreo y análisis de los fluidos pueden ser una fuente importante de incertidumbre. En yacimientos con gradientes iniciales en la composición o donde se han producido cambios de fase (por la producción del yacimiento), las muestras pueden no ser representativas de los fluidos iniciales y pueden ser fácilmente malinterpretados. Además las propiedades de los fluidos también pueden ser afectadas por otros factores tales como la metodología de adquisición y almacenamiento.

Selección de funciones de distribución de parámetros individuales. En los cálculos probabilísticos de volúmenes de hidrocarburos se tiene que especificar un PDF (función de densidad de probabilidad, PDF en inglés) que se ajuste a la información disponible. El uso de la tecnología, como el software estadístico, permiten trabajar con una amplia variedad de PDF (normal, log-normal, poisson, triangular, etc.).

A continuación se enlista una orientación práctica sobre la selección de las distribuciones de los parámetros:

- Tomar una decisión consciente del rango y forma de la distribución de entrada para el cálculo volumétrico del yacimiento, partiendo de la información de ciencias de la tierra o yacimientos análogos apropiados.
- Las distribuciones deben aplicarse solo en el rango que refleje la incertidumbre. Evite las distribuciones que se extiendan al infinito. Asegúrese de que las distribuciones no se conviertan en negativos o excedan la unidad para parámetros expresados como fracciones o proporciones, por ejemplo, la porosidad, la relación net/gross, la saturación o la eficiencia de recuperación.
- Los PDF más genéricos para describir los rangos de incertidumbre del subsuelo son las distribuciones normales y log-normales. Su desventaja es su cola infinita, que puede conducir a escenarios irrealistas.
- No hay que confundir las tres medidas de centralidad en la definición de la distribución: media, mediana y moda.
- El PDF de suma de logaritmos tiende a una distribución normal. El PDF de la suma de un gran número de cantidades independientes de la misma magnitud tiende a una distribución normal. Si las cantidades independientes no son de la misma magnitud, la suma y el PDF estará dominado por las más grandes.

Muchos profesionales aproximan a los PDFs con distribuciones triangulares, especialmente cuando los datos son limitados y el rango es estrecho. En los casos donde una distribución de probabilidad no se pueda determinar con facilidad, a veces se utiliza una función uniforme. Estas distribuciones pueden considerarse aproximaciones burdas de la realidad.

El error más común cuando se trabaja con cantidades mal definidas es subestimar el posible rango de incertidumbre de cada parámetro. Como principio general, cuanto menos sea la información, más amplio será el rango.

Si se aplican los valores de corte a los parámetros del yacimiento, entonces estos deben reflejarse en el PDF de los parámetros del yacimiento. Si los datos disponibles son abundantes y los procesos geológicos de sedimentación, deformación y diagénesis son tales que la variabilidad a lo largo del pozo es representativa de la variabilidad en el yacimiento, entonces la distribución real de estos datos, después de aplicar los valores de corte, se pueden utilizar como punto de partida. Si los datos son escasos, entonces el rango debe ser definido y convertido en una distribución. La función de distribución debe describir siempre la distribución promedio del parámetro del yacimiento.

En la Tabla II.7 se muestran los rangos típicos de la incertidumbre en los parámetros del yacimiento más comunes.

TABLE 5.1—SOME RESERVOIR PARAMETERS AND TYPICAL RANGES OF UNCERTAINTY		
	Range	Source
GRV	+/- 30%	3D Seismic 2D Seismic
Net-to-Gross	+/- 20%	Well logs
Porosity from logs	+/- 15%	Logs
Porosity from cores	+/- 10%	Cores
Hydrocarbon saturation	+/- 20%	Well logs
Dip	+/- 10%	Dipmeter
	+/- 30%	Seismic
Formation volume factor (B_o or B_g)	+/- 5%	PVT test

Note: Ranges are a percentage of the actual measurement, not e.g., porosity percentage points.
Warning: The values in this table are typical ranges provided to use for comparison with your actual parameter ranges. Do not use as default uncertainty ranges.

Tabla II.7 Rangos de incertidumbre de algunos parámetros del yacimiento.

Fuente: Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources A Supplement to the SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources and definitions.

Fortalezas y debilidades del método estocástico.

Fortalezas:

- El rango de incertidumbre del resultado se puede derivar de los rangos de incertidumbre de los parámetros básicos.
- Se presta fácilmente al tratamiento numérico.
- Se puede aplicar durante todo el ciclo del negocio, desde la exploración a la producción.

Debilidades:

- Se puede conducir a un extenso, complicado y a veces ineficiente trabajo de cálculo.
- El PDF de los parámetros básicos no siempre es conocido y se ha de aplicar un juicio técnico.
- Las dependencias entre parámetros son más difíciles de evaluar.

El enfoque estocástico para la estimación volumétrica de hidrocarburos se puede aplicar a otras tareas económicas y de ingeniería.

II.3 Evaluación Económica.

La búsqueda de la maximización de los recursos, es decir, lograr el máximo beneficio económico de los hidrocarburos, establece la necesidad de realizar un análisis económico a los proyectos petroleros. A través de métodos económicos, como la técnica de flujo de caja descontado, valor del dinero en el tiempo, análisis del valor presente, etc. Realizar el análisis económico a proyectos de hidrocarburos, permite darle un valor monetario a un proyecto, mitigar riesgos, ayuda a tomar decisiones, predecir flujos de caja y prepara presupuestos, entre otros.

II.3.1 Evaluación determinista.

La evaluación determinista se basa en la aplicación de los métodos económicos para definir si un proyecto es rentable o no. A continuación se describen los elementos básicos para un análisis económico.

II.3.1.1 Conceptos

- **Proyecto:** Es la aplicación de conocimientos, herramientas y técnicas para dar una solución inteligente a un problema, con el fin de satisfacer una necesidad humana.
- **Volúmenes de producción:** Son volúmenes de hidrocarburos estimados con técnicas de ingeniería como la simulación o la extrapolación de la

- ejecución en el pasado. Los ingresos se obtienen a partir de la multiplicación de dicho volumen con el precio.
- **Petróleo:** Todas las mezclas que ocurren en forma natural y las cuales consisten predominantemente de hidrocarburos. El petróleo incluye gas natural, aceite crudo y bitumen.
 - **Reservas:** Volúmenes de crudo, gas natural y productos asociados que pueden ser recuperados rentablemente de los yacimientos en el futuro.
- **Precios:** Es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. El precio depende de la calidad del hidrocarburo, gastos de transporte, el tiempo, entre otros. Para determinar el precio del petróleo se utiliza típicamente un crudo marcador que puede ser:
 - Cesta OPEP
 - West Texas Intermediate
 - Brent Blend
 - **Gastos:** Son los costos de producir y mantener una propiedad día a día. Son deducidos a partir de la utilidad bruta a fines de declaración de impuestos. Existen factores que alteran e impactan los costos de producción, por ejemplo, el tipo de producto (aceite o gas), localización de los pozos: producción en tierra o costa fuera, la producción de agua, madurez del pozo, conducción y manejo de la producción, implementación de sistemas artificiales, etc. Los costos se manejan de dos tipos:
 - Costos fijos: Son todos los gastos relacionados con servicio a pozos, estimulaciones, sísmica instalaciones y equipo, etc.
 - Costos variables: Es el gasto asociado al mantenimiento y extracción de un barril de petróleo del yacimiento, se establece incluyendo un indicador de \$/bbl para la segregación asociado al campo (costo de levantamiento).
 - **Inversión:** Es la cantidad de dinero destinado para un nuevo proyecto, por ejemplo una nueva exploración, desarrollo de proyectos de perforación, etc. La inversión puede ser tangible e intangible.
 - Tangible: Compras de equipo, unidades de bombeo, compresores, tuberías, barrenas, etc. El capital de este tipo es depreciado a lo largo del tiempo.
 - Intangible: tasa de perforación, lodos, químicos, registros, etc. El capital de este tipo no tiene valor de salvamento.
 - **Depreciación:** Es la pérdida de valor de un activo físico con el paso del tiempo, con la excepción de la tierra. La depreciación disminuye la utilidad sujeta a impuesto al cargar parte de ese costo a la utilidad de cada año (utilidad sujeta a impuesto = utilidad operativa - depreciación). Existen tres métodos para calcular la depreciación:
 - Línea recta: Deduce un incremento igual cada año a lo largo de la vida de la propiedad.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

Inversión inicial: \$100

Vida útil: 10 años

Cantidad de depreciación: $\frac{\$100}{10 \text{ años}} = \$10 \text{ anuales por } 10 \text{ años}$

- Balance de declinación: la depreciación anual es calculada a 20 % de la tasa de línea recta y se aplica al balance no depreciado de la inversión.

Inversión inicial: \$100

Vida útil: 10 años

AÑO	APLICACIÓN DEL 20 %		
1	$100 * 0.20$		\$ 20.00
2	$(100 - 20) * 0.20$	$80 * 0.20$	\$ 16.00
3	$(80 - 16) * 0.20$	$64 * 0.20$	\$ 13.00
4	$(64 - 13) * 0.20$	$51 * 0.20$	\$ 10.20
5	$(51 - 10.20) * 0.20$	$40.80 * 0.20$	\$ 8.16
6	$(40.8 - 8.16) * 0.20$	$32.64 * 0.20$	\$ 6.53
7	$(32.64 - 6.53) * 0.20$	$26.11 * 0.20$	\$ 5.22
8	$(26.11 - 5.22) * 0.20$	$20.89 * 0.20$	\$ 4.18
9	$(20.89 - 4.18) * 0.20$	$16.71 * 0.20$	\$ 3.34
10	$(16.71 - 3.34) * 0.20$	$13.37 * 0.20$	\$ 2.67

El balance restante se maneja como valor de salvamento.

- Unidad de producción: Este tipo de depreciación es usada para depreciar equipos que tienen una vida útil controlada por la predicción de las reservas. Esta cantidad debe ser deducida cada año y puede ser expresada como

(Costo o Balance) - Depreciación * (Producción anual/ Reservas remanentes)

Inversión inicial: \$1000

Reservas: 200Mbbls

UNIDAD DE PRODUCCION					
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	RESERVAS REMANENTES	PROD. ANUAL/RESERVA REMANENTE	DEPRECIACIÓN ANUAL	BALANCE DE DEPRECIACIÓN
1	50	200	0.250	250	750
2	40	150	0.267	200	550
3	30	110	0.273	150	400
4	20	80	0.250	100	300
5	10	60	0.167	50	250

- **Impuestos:** Cualquier actividad que genere ganancias, casi universalmente paga impuestos a un gobierno. Los impuestos se pagan usualmente a nivel corporativo. Los impuestos son calculados sobre la utilidad sujeta a impuestos y una tasa de impuestos aplicable.

$$\text{Utilidad sujeta a impuestos} = \text{Utilidad operativa} - \text{Depreciación}$$

$$\text{Impuesto a pagar} = \text{Utilidad sujeta a impuesto} * \text{Tasa de impuesto}$$

- **Inflación:** Es la consecuencia de que la sociedad gaste más allá de la capacidad de producir.
- **Escalación:** Es utilizada para predecir el valor futuro de un precio o costo por encima de la tasa de inflación.

Tanto la inflación como la escalación son usadas para estimar como los precios de los productos cambiarán y cuanto costarán.

Valor del dinero en el tiempo

El valor del dinero en el tiempo es un concepto que se refiere al hecho que un dólar en el futuro vale menos que un dólar hoy. También considere que la inflación disminuirá el valor del dinero. Este concepto es aplicado a través de los procesos de Composición y Descuento.

- **Composición:** Se refiere al movimiento de un valor presente hacia un valor futuro en el tiempo. Ecuación 22.

$$V_f = V_p \times (1 + i)^n \quad (22)$$

donde:

V_f = Valor futuro.

V_p = Valor presente.

i = Tasa de interés anual.

n = Número de años.

- **Descuento:** Se refiere al movimiento de un valor futuro hacia un valor presente en el tiempo. Ecuación 23.

$$V_p = V_f \times \left(\left(\frac{1}{1+i} \right)^n \right) \quad (23)$$

donde:

V_p = Valor presente.

V_f = Valor futuro.

i = Tasa de interés anual.

n = número de años.

- **Valor presente neto (VPN):** Es un método ampliamente usado en la industria petrolera, por su facilidad de aplicación. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo (ingresos- egresos) futuros que genera un proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial. Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja de un proyecto. Ecuación 24.

$$VPN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t} \quad (24)$$

Donde:

VPN: valor presente neto.

I_o : inversión inicial.

FE_t : flujo de efectivo neto del periodo t .

n : número de periodos de vida.

i : tasa de interés.

Criterios de selección:

- Si el $VPN > 0$ el proyecto es rentable; es decir los ingresos son mayores a los egresos a cierta tasa de descuento.
- Si el $VPN < 0$ el proyecto no es rentable, hay perdidas.
- Si el $VPN = 0$ no hay perdidas ni ganancias, si se realiza solo se recupera la inversión.

El valor presente neto permite jerarquizar los proyectos propuestos de mayor a menor valor económico.

Indicadores económicos.

- **Tasa interna de retorno (TIR):** Es la tasa de interés (i^*) que hace igual a cero el valor presente de un proyecto. Ecuación 25.

$$VPN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1 + i^*)^t} = 0 \quad (25)$$

donde:

VPN: valor presente neto.

I_o : inversión inicial.

FE_t : flujo de efectivo neto del periodo t.

n: número de periodos de vida.

i^* : tasa interna de retorno.

Determina la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos positivos (ingresos) con el de los flujos negativos (costos).

Se utiliza para comparar si la tasa de retorno es mayor a la tasa de descuento utilizada por la institución. Permite comparar la rentabilidad de los proyectos.

- **Eficiencia de la inversión:** Se define por eficiencia de la inversión (EI) a la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida. Es el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas (Ec. 26):

$$EI = \frac{\text{Valor presente del proyecto}}{\text{Valor presente de la inversión total}} \quad (26)$$

donde:

EI: eficiencia de la inversión.

Calcula el número de veces que el proyecto recupera su inversión, con objeto de comparar proyectos de órdenes de magnitud muy diferentes.

- **Tiempo de pago:** Es el tiempo n requerido para recuperar la inversión, se habla de periodo de pago estático y dinámico según se considere o no el valor del dinero en el tiempo. Es el momento en que los ingresos acumulados empiezan a ser mayores a las inversiones acumuladas. Se utiliza para determinar si el periodo de recuperación es aceptable para la administración, dadas las características de la industria. Permite comparar proyectos excluyentes entre sí.
- **Limite económico:** El limite económico usualmente se refiere a un punto en el tiempo después del cual, continuar con las operaciones de la propiedad ya no es comercialmente rentable. Se deriva antes de impuestos, ya que los impuestos son pagados a nivel corporativo y la decisión de discontinuar la producción de petróleo típicamente no afecta los impuestos corporativos. Figura II. 11.

Límite económico = Costo por día / Utilidad por unidad

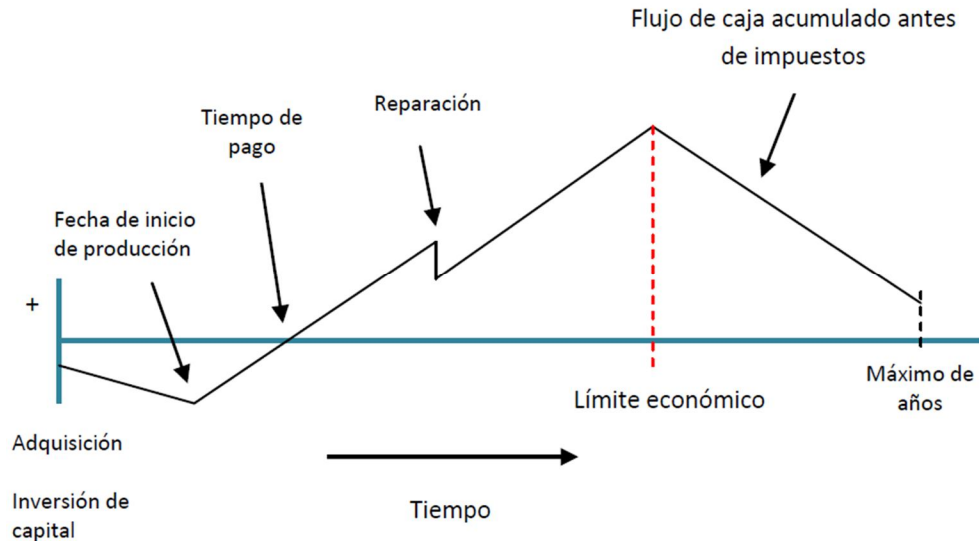


Figura II.11 Límite económico

II.3.2 Evaluación probabilista

II.3.2.1 Conceptos

Probabilidad

La probabilidad es la rama de las matemáticas que se ocupa de medir o determinar cuantitativamente la posibilidad de que ocurra un determinado suceso, con su respectivo riesgo e incertidumbre.

La probabilidad p de aparición de un suceso S de un total de n casos posibles igualmente factibles, es la razón entre el número de ocurrencias h de dicho suceso y el número total de casos posibles n . Ecuación 27.

$$p = P\{S\} = h/n \quad (27)$$

donde:

p : probabilidad.

S : suceso.

h : número de ocurrencias.

n : número total de casos posibles.

Percentiles

Es una medida de posición, se utiliza para describir la posición que tiene un valor, de datos específicos en relación con el resto de los datos.

El percentil son los valores de la variable que dividen a un conjunto de datos ordenados en 100 subconjuntos iguales. Cada conjunto de datos tiene 99 percentiles.

Medidas de tendencia central

Las medidas de tendencia central son valores numéricos que localizan el centro de un conjunto de datos y nos permiten comparar tipos de distribución.

Media aritmética

Es la suma de todos los valores de un conjunto dividido por el número total de valores del conjunto. Ecuación 28.

$$\bar{x} = \frac{\sum_j^n x_j}{n} \quad (28)$$

donde:

\bar{x} : media aritmética.

x_j : x valor de un conjunto.

n: número total de valores de un conjunto.

Moda

Es el valor más frecuente de un conjunto de datos. Corresponde al pico de la curva de frecuencia.

Mediana

Es el valor medio entre el más pequeño valor posible y el valor más grande posible (P50).

Varianza

Es la suma del cuadrado de la distancia de cada valor de un conjunto de datos a la media. Ecuación 29.

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} \quad (29)$$

donde:

S^2 : varianza.

x_i : x valor de un conjunto de datos.

\bar{x} : media.

n: tamaño de la muestra.

Desviación estándar

Es la raíz cuadrada de la varianza y es una medida de qué tan dispersos están los valores en un conjunto. Ecuación 30.

$$s = \sqrt{s^2} \quad (30)$$

donde:

s: desviación estándar.

S^2 : varianza.

Curtosis

Es una medida de la asimetría de una distribución alrededor de su media. Si la distribución tiende a la derecha, tendrá tendencia positiva. Si está a la izquierda, tendrá tendencia negativa. Ecuación 31.

$$Skew = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \bar{x}}{s} \right) \quad (31)$$

Donde:

Skew: curtosis.

x_i : x valor de un conjunto de datos.

\bar{x} : media.

s: desviación estándar.

n: tamaño de la muestra.

Riesgo

El riesgo significa la posibilidad o probabilidad de que algo ocurra. El riesgo también se refiere a la amenaza de pérdida implícita en una aventura comercial con un grado de incertidumbre considerable respecto del rango de posibles resultados.

Incertidumbre

Se refiere al rango de posibles valores o dimensiones de ese algo, si eso ocurre.

Distribuciones de probabilidad

Una curva distribución de probabilidad (PDF, por sus siglas en inglés) es una manera de expresar el rango de posibles valores para una variable incierta y por

ende la probabilidad de esos valores. La Figura II.12 muestra diversas formas de distribución.

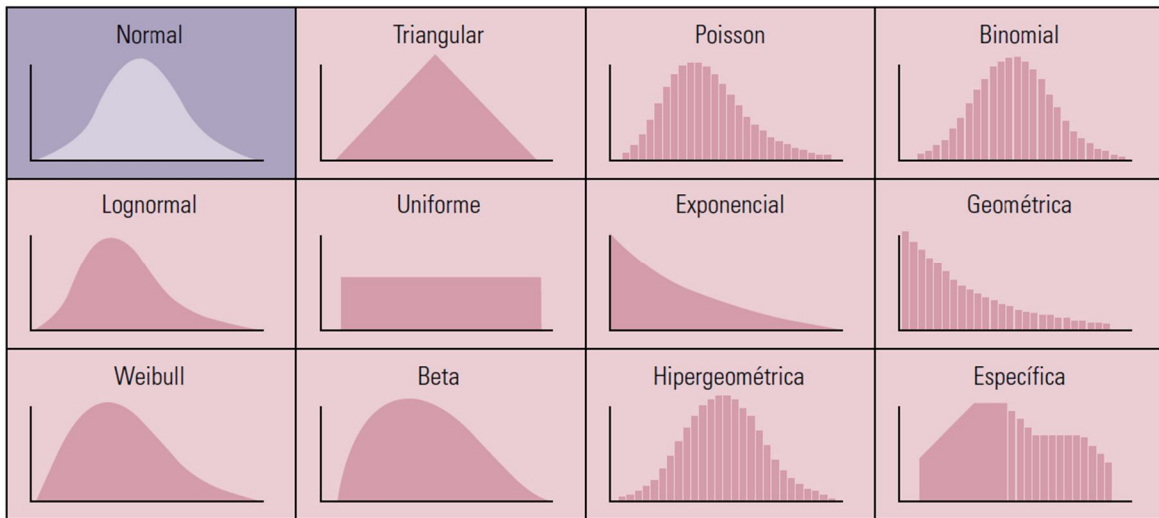


Figura II.12 Formas de distribución de probabilidad.

Una distribución de probabilidad, al ser integrada se transforma en la probabilidad acumulada que es una forma alterna de observar la misma información, pero más fácil de interpretar. Figura II.13.

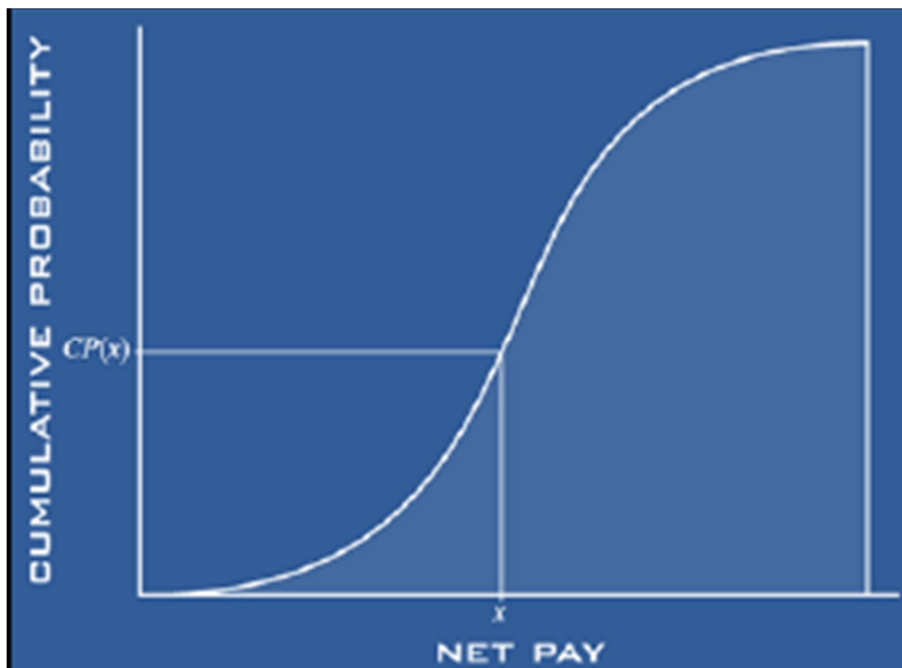


Figura II.13 Gráfico de la Probabilidad acumulada

Distribución normal.

Esta curva tiene la forma de una campana y es simétrica (la simetría se debe al proceso aditivo). Su media, moda y mediana se encuentran en el centro. La distribución normal se utiliza para describir muchos fenómenos naturales.

Distribución log-normal.

Se dice que una variable x se distribuye de forma log-normal si su logaritmo natural se distribuye normalmente. La distribución está asociada con el proceso multiplicativo. Se utiliza para representar costos, producción, reservas, entre otras. La moda es menor que la mediana y que la media ($\text{Moda} < \text{Mediana} < \text{Media}$).

Distribución triangular.

Una distribución triangular describe una situación en la cual se conoce el mínimo, el máximo y los valores con mayor probabilidad de ocurrencia. Es a veces usada cuando no existen datos, pero sobrestiman la media cuando la varianza se incrementa.

Distribución uniforme.

En una distribución uniforme, la forma rectangular indica que todos los valores comprendidos entre el mínimo y el máximo tienen la misma probabilidad de ocurrencia. La media es igual con la moda y la mediana.

II.3.2.2 Aplicación.

Las decisiones en la industria petrolera determinan la dirección y el curso de miles de millones de dólares cada año. La agilización del proceso de toma de decisiones puede aumentar las utilidades al disminuir el tiempo necesario para la puesta en producción del campo. La evaluación adecuada de los riesgos e incertidumbre representa una ventaja competitiva; por lo cual, se recurre a la aplicación de diferentes métodos o enfoques (VPN, análisis de Monte Carlo, árbol de decisiones, etc.), con la finalidad de obtener una apropiada evaluación y así tomar la mejor decisión.

Análisis de sensibilidad.

Es una técnica mediante la cual se examinan las consecuencias de los posibles cambios en las variables. El análisis de sensibilidad permite plantear un número limitado de situaciones del tipo “qué ocurriría si”, pero los cambios de las variables que se desean alterar y la forma de hacerlo es sumamente subjetiva. Captar la esencia de un problema mediante la determinación de cuáles son los factores o

variables más importantes, ayuda a que quienes toman las decisiones se concentren solamente en los aspectos que juegan un papel central en el resultado. Un análisis de sensibilidad permite asignar un orden de importancia a las variables o factores que se deberán considerar en una decisión.

En la Figura II.14 se muestra un ejemplo de un análisis de sensibilidad realizado para seis variables: precio del petróleo, volumen de petróleo, precio y volumen de gas, erogaciones de capital y costos operativos. Para ciertos elementos de incertidumbre, o un rango de posibles valores, el análisis de sensibilidad calcula los valores actuales netos representados por dichos elementos de incertidumbre y clasifica cada factor. La forma de la gráfica, con valores altos en la parte superior y valores bajos en la inferior, le da a esta representación el nombre de “diagrama de tornado”. En este ejemplo los dos factores más importantes son el precio del petróleo y el volumen de petróleo. La incertidumbre en los costos operativos no afecta el resultado de manera significativa y por lo tanto, se puede tratar como una certeza sin influir de manera importante en los resultados.

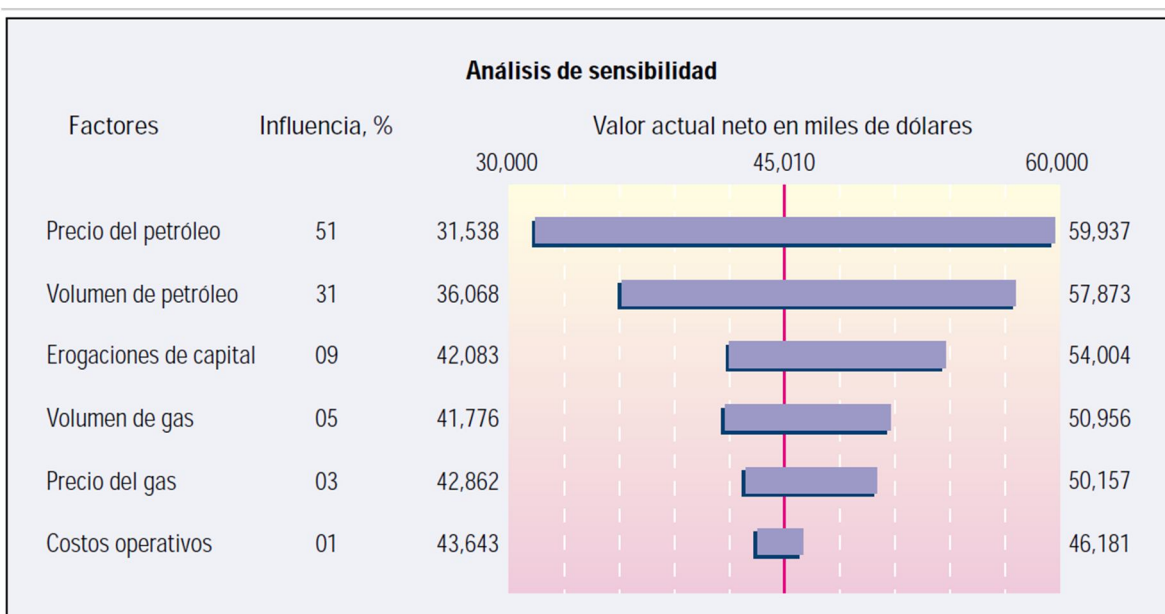


Figura II.14 Diagrama de tornado

Simulación de Monte Carlo.

La simulación de Monte Carlo incorpora el concepto de probabilidad. Se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta: Si alguna cosa ocurre, ¿Cuál es el rango de resultados posibles? La técnica genera la probabilidad en función de las relaciones de valor para los parámetros clave. La simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en lugar de tomarlos como consideraciones secundarias.

Resulta más fácil ver cómo funciona la simulación de Monte Carlo cuando se examina la tarea de determinar las reservas recuperables. Si los yacimientos fueran homogéneos, sería muy simple deducir las reservas recuperables de ese yacimiento, utilizando un valor único para cada parámetro. Pero, en la práctica, por lo general no es posible asignar valores únicos a cada parámetro. Los geólogos y los ingenieros tienen que estimar valores promedio a través de todo el volumen de un campo, para propiedades tales como la porosidad y el volumen total de roca sobre la base de información incompleta.

Lo que se puede hacer con los datos limitados es trazar una curva de distribución, es decir, una curva que describe la probabilidad de que ocurra un valor determinado, para cada variable ingresada en el cálculo. Por ejemplo, si los valores de porosidades posibles para las arenas oscilan entre un 10% y 35%, la curva de distribución que relaciona la probabilidad (eje vertical), con el valor de porosidad (eje horizontal), describiría la probabilidad de que ocurra cada valor de porosidad.

Se pueden trazar curvas de distribución similares para todos los otros datos. En una simulación de Monte Carlo, cada uno de estos datos se muestrea en forma arbitraria y los valores individuales se multiplican entre sí (procedimiento conocido como prueba). El resultado de una prueba individual proporciona una respuesta posible para las reservas recuperables. Este muestreo arbitrario de cada distribución de datos ingresados se repite muchas veces, por lo general entre 1,000 y 100,000 dependiendo del tipo de cálculo que se desee realizar. Con tantas pruebas, la simulación tomará los resultados más posibles de cada distribución, en lugar de los extremos, porque existen más ejemplos dentro de ese rango. Como resultado final se obtiene una nueva curva de distribución, que representa un rango de posibles cantidades de reservas recuperables y la probabilidad de que ocurra algún valor en particular.

La forma de las distribuciones puede variar enormemente. Una distribución triangular, por ejemplo, se podría elegir para la porosidad, si se conocieran los valores de porosidad mínima, máxima y más probable. Una distribución log normal, podría parecer lo más apropiado para el volumen total de roca, lo cual indicaría que se considera que el rango es mayor para los valores altos que para los valores bajos.

El análisis de Monte Carlo es una herramienta poderosa, pero se debe utilizar con cuidado. Un error en la asignación justa de algún dato ingresado, puede hacer que todo el análisis resulte erróneo.

Capitulo III Valores de corte

III.1 Introducción

El término valores de corte petrofísicos o valores límite ha sido definido para establecer la relación del espesor neto entre el espesor bruto (net-to-gross). Esta relación representa la porción de la roca del yacimiento que se considera contribuye realmente a la producción de hidrocarburos. El espesor neto productor se obtiene mediante la aplicación de apropiados valores de corte al espesor total de la formación productora, apoyándose de registros geofísicos de pozos y datos de laboratorio.

La determinación de la relación espesor neto/espesor bruto, valores de corte y espesor neto productor siempre se realiza en cualquier estudio integrado de yacimientos, pero también es la menos documentada y más subjetiva. Existe muy poca literatura de ingeniería petrolera y de geología publicada respecto a las metodologías de cálculo de estos tres conceptos. Esto es probablemente porque no existen normas generales y en la mayoría de los casos, la elección de los valores de corte a aplicar, es un procedimiento empírico, que se deja a la sensación y experiencia del petrofísico o el geólogo.

III.2 Terminología básica.

III.2.1 Valores de corte (cut offs)

En un sentido literal, los valores de corte son simplemente valores límite por encima o por debajo de los valores que pueden ser aceptados o rechazados. En el contexto de estudios integrados de yacimientos constituyen una limitación a los valores de los parámetros de la formación. Su finalidad es eliminar los volúmenes de roca que no contribuyen de manera significativa a la producción del yacimiento en evaluación, es decir, delimitan el espesor neto productivo.

En la industria se ha adoptado un esquema en el que coexisten tres valores de corte físicos: Volumen de arcilla (V_{sh}), Porosidad (\emptyset) y Saturación de agua (S_w). Este esquema puede ser utilizado de la manera *estática* o *volumétrica*, donde los valores de corte se utilizan para evaluar los hidrocarburos in situ, posiblemente con la posterior aplicación de un factor de recuperación para estimar reservas.

Alternativamente, se pueden utilizar en modo *dinámico*, por lo que los tres valores de corte están ligados a otro parámetro dinámico, como la permeabilidad (K), el factor de geometría de poro (K/\emptyset)^{0.5} o la movilidad (K/μ) dependiendo de la etapa

de agotamiento y del mecanismo de empuje del yacimiento. En este caso, los valores de corte se convierten en indicadores de flujo, así como de volúmenes, por lo tanto son más adecuados para la estimación de las reservas a través de la simulación, que también ofrece un factor de recuperación.

III.2.1.1 Valor de corte de volumen de arcilla (V_{cl})

Es el valor de porcentaje de arcilla seleccionado, por el cual la roca con *mayor o igual* contenido de arcilla no se considera como roca productora del yacimiento. Por lo general, es determinado a partir de registros de litología: rayos gama y SP. Un ejemplo se observa en la Figura III.1.

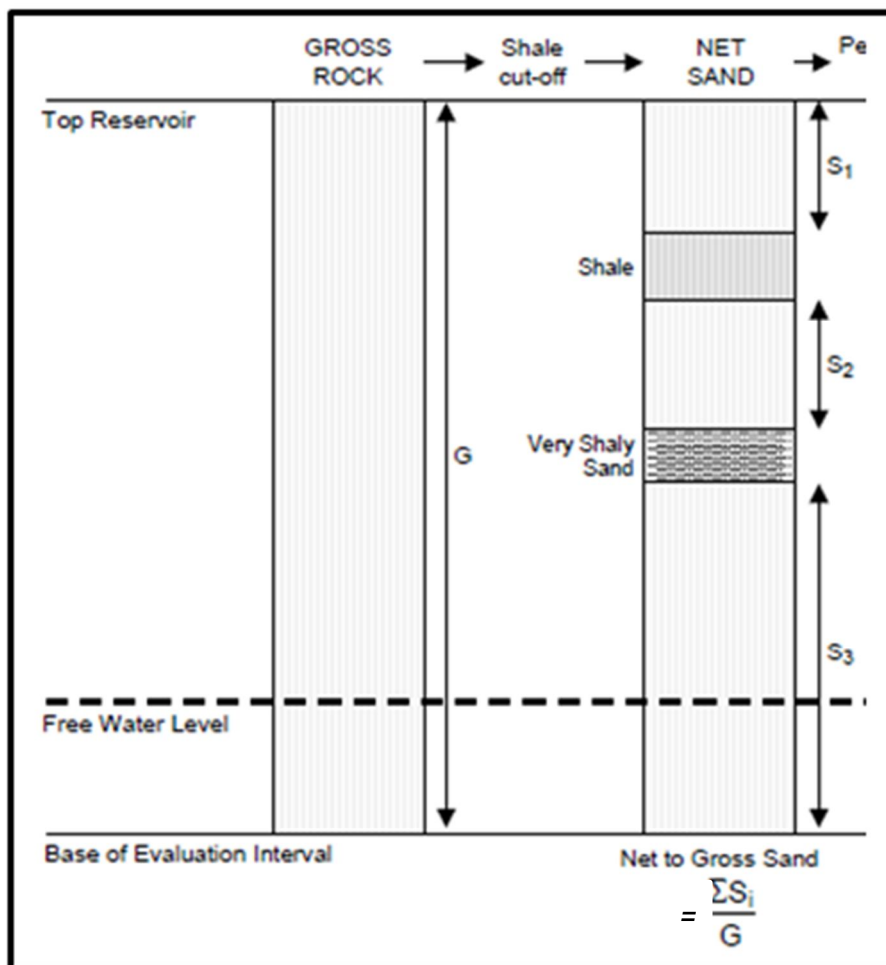


Figura III.1 Aplicación del valor de corte del volumen de arcilla
Fuente: Adaptado de Paul F. Worthington et al., "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE Paper 84387 (2003) 16 pg.

III.2.1.2 Valor de corte de porosidad (\emptyset)

Es el valor de porosidad elegido por el cual la roca con igual o menor porosidad, no se considera como roca productora del yacimiento. Este valor se puede determinar a partir de varios registros, como son: registro de densidad (RhoB), porosidad (NPHI), etc. La Figura III.2 muestra un ejemplo donde se aplica el valor de corte de porosidad. El pay 1 corresponde al valor de corte representado en el registro con una línea de trazo continuo y el pay 2 corresponde a la línea de trazo discontinuo.

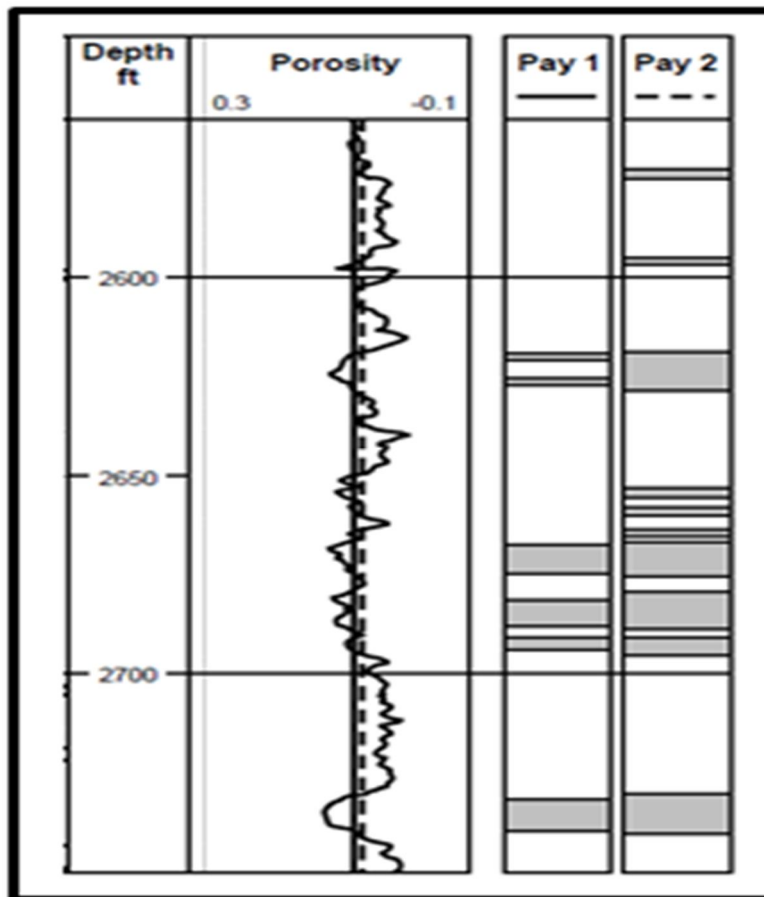


Figura III.2 Aplicación del valor de corte de porosidad

Fuente: Adaptado de. Paul F. Worthington et al., "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE Paper 84387 (2003) 16 pg.

III.2.1.3 Valor de corte de saturación de agua (S_w).

Es un valor propuesto de saturación de agua, donde poros con saturación de agua *mayor o igual* ha dicho valor, no son considerados en la evaluación del yacimiento.

Un ejemplo se muestra en la Figura III.3. Este valor de corte se puede determinar con el registro de resistividad.

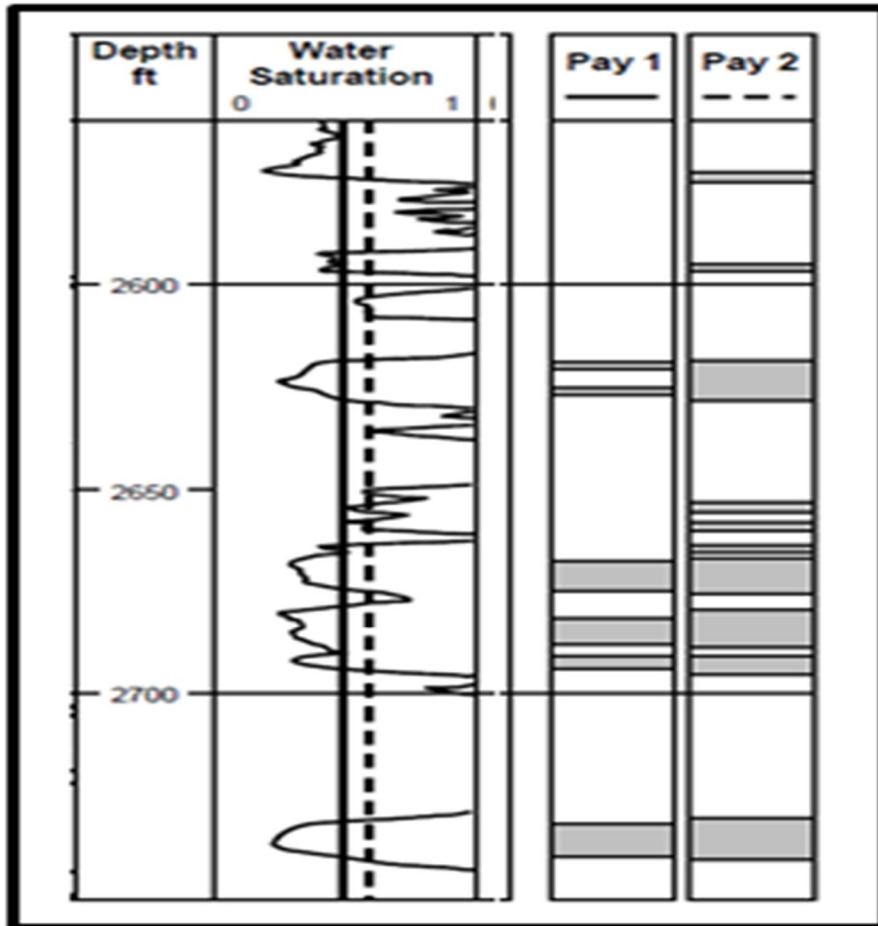


Figura III.3 Valor de corte de saturación de agua

Fuente: Adaptado de. Paul F. Worthington et al., "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE Paper 84387 (2003) 16 pg.

III.2.1.4 Valor de corte de permeabilidad (K).

Es un valor de permeabilidad propuesto, donde rocas con valores de permeabilidad iguales o menores que él, no son consideradas como rocas productoras de hidrocarburo, del yacimiento en evaluación.

III.2.2 Espesores.

III.2.2.1 Espesor total (gross).

Comprende todas las rocas en el intervalo de evaluación.

III.2.2.2 Espesor neto productor (net pay).

Representa la parte del yacimiento que contiene reservas de aceite y gas que son económicamente recuperables.

III.2.2.3 Relación espesor neto /espesor total (net-to-gross).

Esta relación tiene por objeto, representar a la parte de roca del yacimiento que se considera contribuye a la producción. Sus valores van de 0 a 1.0.

Existen otras definiciones de espesores o relaciones de espesor de uso bastante extendido:

III.2.2.4 Arena neta o espesor neto de arena (net sand).

Se refiere a la roca del yacimiento sin arcilla (limpia). Es la suma de los intervalos para los que el contenido de arena es mayor o igual que un valor límite. Se obtiene después de haber aplicado el valor de corte de volumen de arcilla V_{sh} al espesor total.

III.2.2.5 Yacimiento neto (net reservoir).

Comprende todos los intervalos de arena neta que tienen propiedades útiles del yacimiento, es decir toda roca porosa y permeable que es capaz de almacenar y transmitir hidrocarburos. Se obtiene después de aplicar el valor de corte de porosidad a la arena neta.

La relación espesor neto/ espesor total (net-to-gross) por lo general es la relación del espesor neto productivo (net pay) entre el espesor total, pero también puede basarse en la arena neta (net sand) y yacimiento neto (net reservoir). Estas relaciones se expresan como net-to-gross pay, net-to-gross sand y net-to-gross reservoir respectivamente. En la figura III.4 se muestra esquemáticamente los conceptos anteriores.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

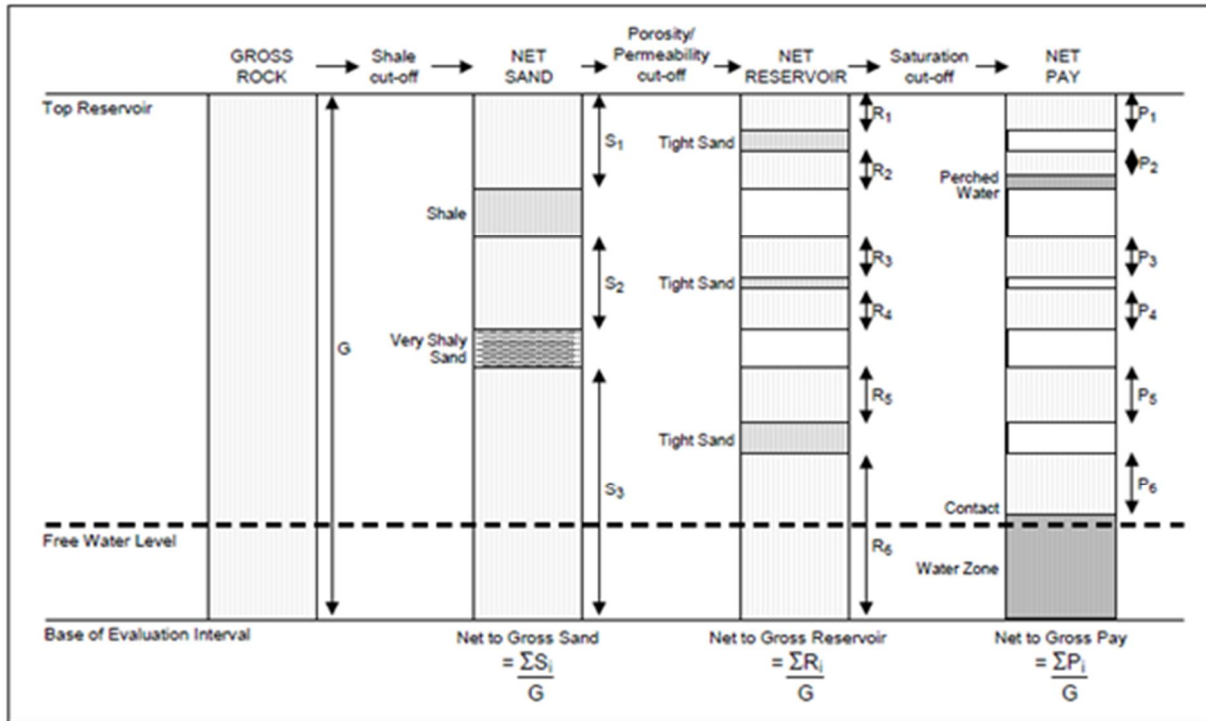


Figura III.4 Aplicación secuencial de valores de corte.

Fuente: Paul F. Worthington et al., "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE Paper 84387 (2003) 16 pg.

Este conjunto de definiciones no es único existen otros que se han propuesto en alguna otra parte. En la Tabla III. 1 se indica la correspondencia entre estas clasificaciones.

Etris & Stewart	Worthington & Consentino	Pfeffer Theory
Gross Thickness ²		
None ¹		
Gross Reservoir	Gross Rock	
None	None	
Net Reservoir ³	Net Sand	Gross Sandstone
V_{zh}	V_{zh}	V_{zh}
Gross Pay	Net Reservoir	Net Sandstone ⁴
OWC	ϕ	ϕ
Net Pay	Net Pay	Gross Pay
S_w	S_w	S_w
		Net Pay
		BVW

Tabla III.1 Correspondencia de algunas clasificaciones de espesores.

Fuente: Emmanuel Egbele, et al., "Implications in Integrated and Resources Consultants", SPE Paper 98808 (2005) 13 pg.

III.3 Utilidad de los valores de corte.

El espesor neto productivo, es uno de los parámetros más importantes utilizados en las estimaciones volumétricas de hidrocarburos in-situ, el modelo dinámico de yacimiento, interpretaciones de pruebas de pozos, régimen de flujo, análisis de fluidos de inyección (métodos de recuperación mejorada) y en estudios de ingeniería de yacimientos, y la manera de definirlo es a través de los valores de corte, de ahí la importancia del uso de ellos en cualquier estudio integrado de yacimientos. Desafortunadamente no existe una metodología establecida y universalmente aceptada para definir a estos parámetros.

Existen dos enfoques en la forma de cómo está determinado el espesor neto productivo por los valores de corte. El método podría ser dinámico si se considera a un parámetro dinámico (movilidad, permeabilidad, etc.) como valor de corte, por otro lado, al no considerar dicho parámetro como un valor de corte el método se vuelve estático. En general, los valores de corte deberían ser acondicionados dinámicamente, es decir, que el enfoque dinámico sea el estándar.

El concepto de valores de corte tiene por objeto definir las propiedades petrofísicas efectivas de una unidad geológica dada, en otras palabras, los valores de corte se utilizan sobre todo para delinear los intervalos productivos netos a través del cual los hidrocarburos fluyan y por lo tanto se producirán. Lo anterior es una prueba más de que los valores de corte no pueden y no deben considerarse como parámetros estáticos, ya que los tres valores de corte estáticos V_{cl} , \emptyset , S_w siempre están relacionados con otros factores dinámicos, como los fluidos saturantes, los mecanismos de desplazamiento y los proyectos de recuperación.

Se debe tomar en cuenta los efectos de escala de los valores de corte, debido a que estos se relacionan con la respuesta de los registros y con una permeabilidad de referencia, que es obtenida de núcleos, dichos valores deben homogeneizarse, es decir los datos de núcleos tienen que ser reconstruidos en una escala que sea compatible con la resolución espacial de las herramientas de registro (escala compatible).

III.4 Criterios de definición de los valores de corte.

No hay definiciones ni procedimientos aceptados universalmente para la selección de un valor de corte, la alternativa seguida por geólogos, geofísicos, ingenieros petroleros u otros profesionales involucrados en el uso de los valores de corte, es la de utilizar la experiencia, reglas de dedo o la tabla de la Figura III.2. Esto a su vez implica que siempre habrá un considerable grado de subjetividad y ambigüedad en el proceso de elección de los valores de corte, porque no toman

en cuenta las características del yacimiento y los mecanismos de empuje del mismo.

Algunos autores han tratado de reducir la subjetividad en la manera de selección un correcto valor de corte, proponiendo pautas o procedimientos sistemáticos. En la Figura III.5 y Figura III. 6 se muestra un ejemplo de dichos procedimientos.

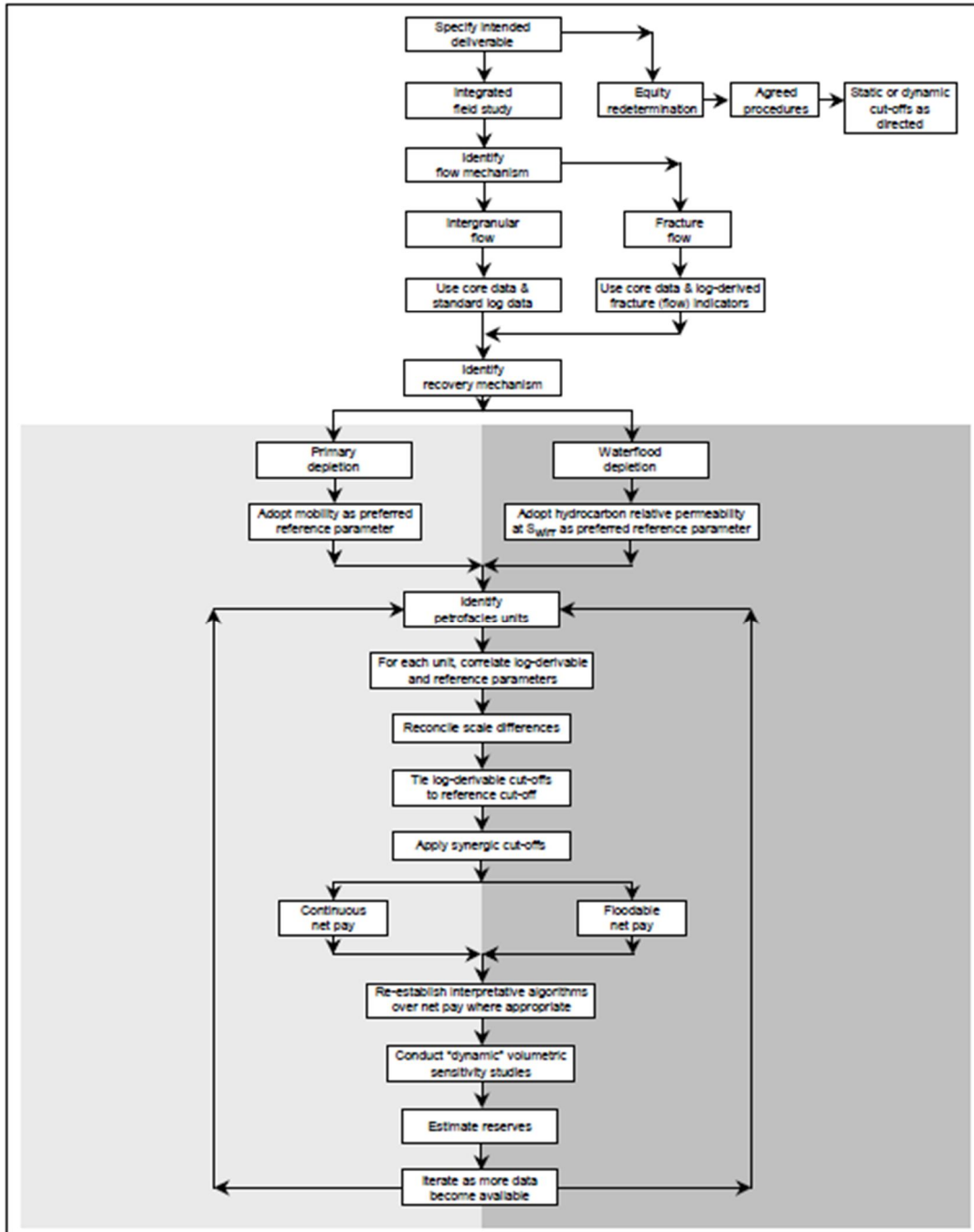


Figura III.5 Diagrama de flujo para la obtención de los valores de corte.

Fuente: Paul F. Worthington et al., "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE Paper 84387 (2003) 16 pg.

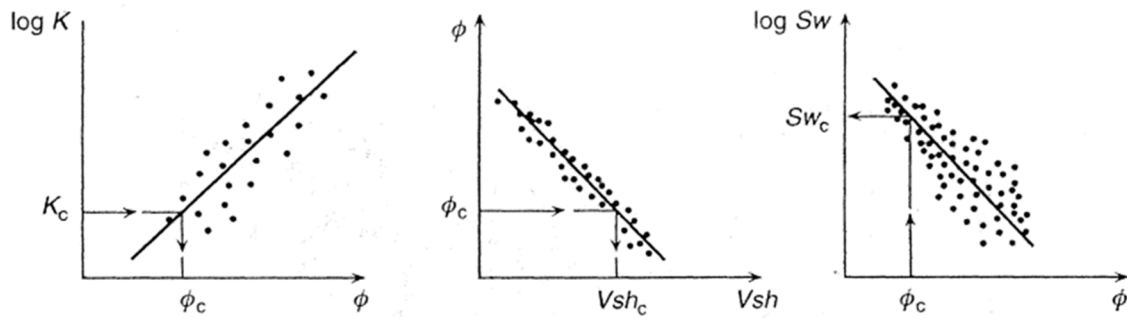


Figura III.6 Procedimiento típico para la definición de un set de valores de corte.
 Fuente: Luca Cosentino, "Integrated Reservoir Studies", Institut Francais Du Petrole Publications, 2001, Paris, France, pag. 139-142.

En la figura III. 6 se observa que una vez que el valor de corte de base se ha definido, ya se trate de la permeabilidad, la saturación, la resistividad o cualquier otra variable, la determinación de los valores de las otras variables petrofísicas es normalmente sencilla. Típicamente, una vez que un valor de permeabilidad de base se elige, entonces la porosidad se puede derivar de una gráfica de permeabilidad de núcleo contra porosidad, mientras que el volumen de arcilla se puede establecer de una gráfica de porosidad contra V_{sh} . Lo mismo ocurre con la saturación de agua. Este procedimiento permite normalmente la selección de un conjunto coherente de los valores de corte petrofísicos.

III.4.1 Rangos típicos de los valores de corte.

Algunos expertos de la industria han propuesto valores típicos de V_{sh} , ϕ y S_w para yacimientos clásticos y yacimientos carbonatados. En la Tabla III.2 se muestra el rango de valores propuestos para los tres parámetros físicos.

Lithology	Cut-off parameter	Range of values
Sandstones	V_{sh}	0.3 - 0.5
	ϕ	0.06 - 0.08
	S_w	0.5 - 0.6
Carbonates	V_{sh}	0.3 - 0.5
	ϕ	0.04 - 0.05
	S_w	0.5 - 0.6

Tabla III.2 Rango de valores de los parámetros petrofísicos.

Fuente: Paul F. Worthington et al., "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE Paper 84387 (2003) 16 pg.

III.4.2 Grafica de Hingle.

El método de Hingle es una técnica empleada para estimar valores de saturación de agua, utilizándola podemos darnos una idea de que tan certero es el valor de corte de agua definido. Hingle introdujo el concepto de graficar la resistividad contra la porosidad. El método está basado en el modelado de Archie, fue reorganizado y presentado en una cuadrícula especial. La siguiente ecuación representa dicho modelo (Ec. 32):

$$(R_t)^{-\frac{1}{m}} = \left(\frac{S_w^n}{aR_w} \right)^{\frac{1}{m}} (\phi) \quad (32)$$

donde:

R_t : resistividad verdadera de la formación.

S_w : saturación de agua.

R_w : resistividad del agua.

ϕ : porosidad.

m : factor de cementación.

a : factor de tortuosidad.

n : exponente de saturación.

Manteniendo el agua de formación y la litología constantes; es decir R_w , m y n constantes.

De un gráfico de R_t contra ϕ se obtiene una familia de tendencias no lineales, sin embargo se pueden hacer lineales si se traza $(R_t)^{-\frac{1}{m}}$ en lugar de R_t . Por lo tanto la ecuación queda de la siguiente manera (Ec. 33):

$$y=c\phi \quad (3)$$

donde:

$$y=(R_t)^{-\frac{1}{m}}$$

$$c = \left(\frac{S_w^n}{aR_w} \right)^{\frac{1}{m}}$$

La gráfica de la familia de curvas se muestra en la Figura III.7. En ella se observa que las líneas rectas en abanico parten de un punto en común. Físicamente este punto representa a la matriz. A cada línea le corresponde un valor específico del

parámetro c , debido a que m , n , a y R_w son constantes. La línea c_0 , corresponde a una $S_w = 100\%$ y representa zonas acuíferas. Las demás líneas representan una disminución de S_w , disminuyendo hacia la parte inferior derecha del gráfico.

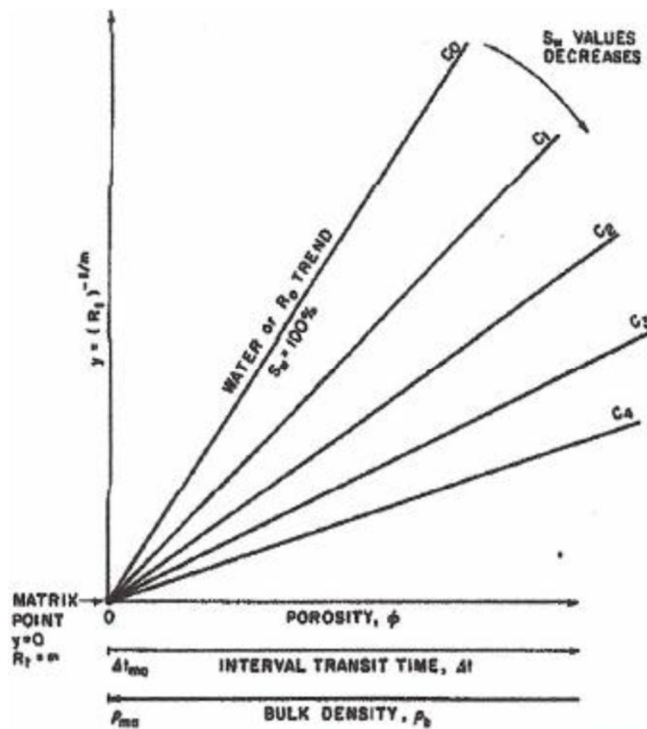


Figura III.7. Gráfica de Hingle.

Al igual que cualquier otra técnica de interpretación, la gráfica de Hingle tiene sus respectivas ventajas y limitaciones. Cambios significativos en la litología y/o R_w , pueden enmascarar zonas potenciales o mostrarlas donde no existe. Reconocer dichos cambios dependerá en gran medida de la situación, el ingenio y la experiencia del analista, lo que muestra una vez más la ambigüedad existente en las técnicas de interpretación.

Existen muchas más técnicas para establecer criterios en la definición de los valores de corte, pero hay que tener en cuenta que dichos valores comparten tres características: son de naturaleza dinámica, sinérgicos y se determinan a partir de datos provenientes de registros de pozo y núcleos, esto significa que un parámetro derivado de registro tiene que ser correlacionado con un parámetro dinámico obtenido del núcleo. Los valores de corte están destinados a delinear la parte del yacimiento que contienen las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas económicamente. Entonces, los cálculos volumétricos deben realizarse utilizando diferentes conjuntos de rangos de valores de corte y no solo

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y
RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

valores puntuales de ellos, con el fin de comprender el impacto que tienen en la estimación de reservas.

CAPITULO IV. ANALISIS DEL CAMPO PETROLERO

El estudio del campo se efectuó con datos provenientes de 6 pozos, en arenas del Terciario Figura IV.2. Se generó el modelo petrofísico de acuerdo al flujo de trabajo mostrado en la figura IV.3. Del proceso, se obtuvieron las propiedades petrofísicas del yacimiento, siguiendo un enfoque determinístico. Después se aplicó un análisis estocástico a las variables involucradas en el cálculo del volumen original y reserva, con el fin de observar el nivel de incertidumbre asociado a cada variable, originada por la falta de información o del proceso de obtención de las mismas.

IV.1 Evaluación Petrofísica del campo petrolero

El campo está constituido por dos bloques de arenas que están seccionadas por fallas normales. El pozo 1 está localizado en el bloque 1 y los pozos restantes se encuentran en el bloque 2. Figura IV.1.

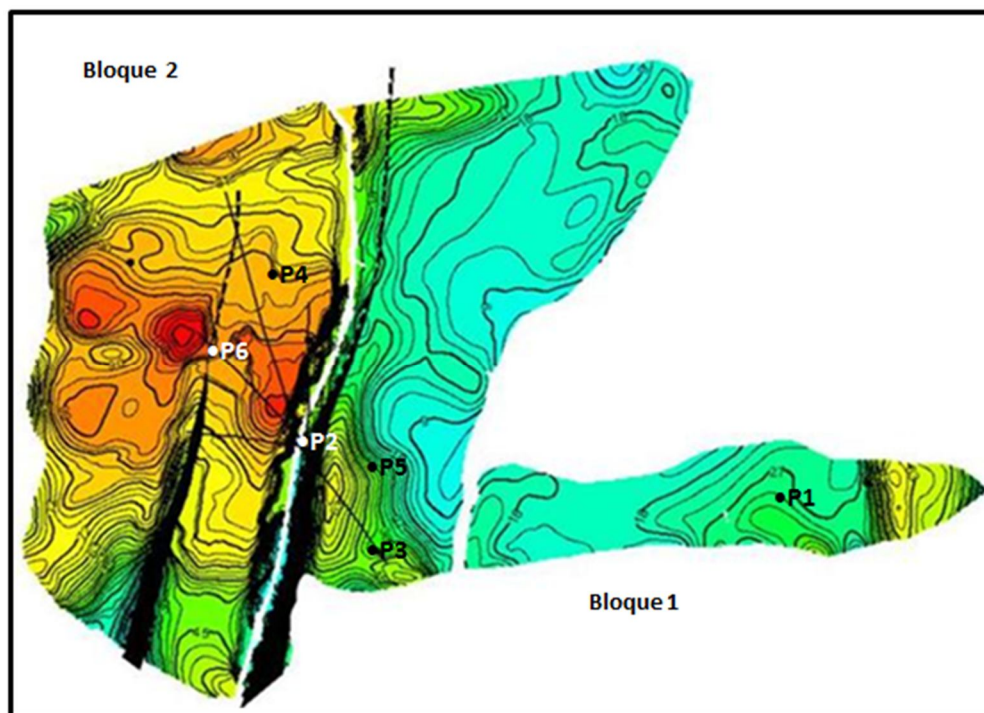


Figura IV. 1 Distribución de los pozos evaluados

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

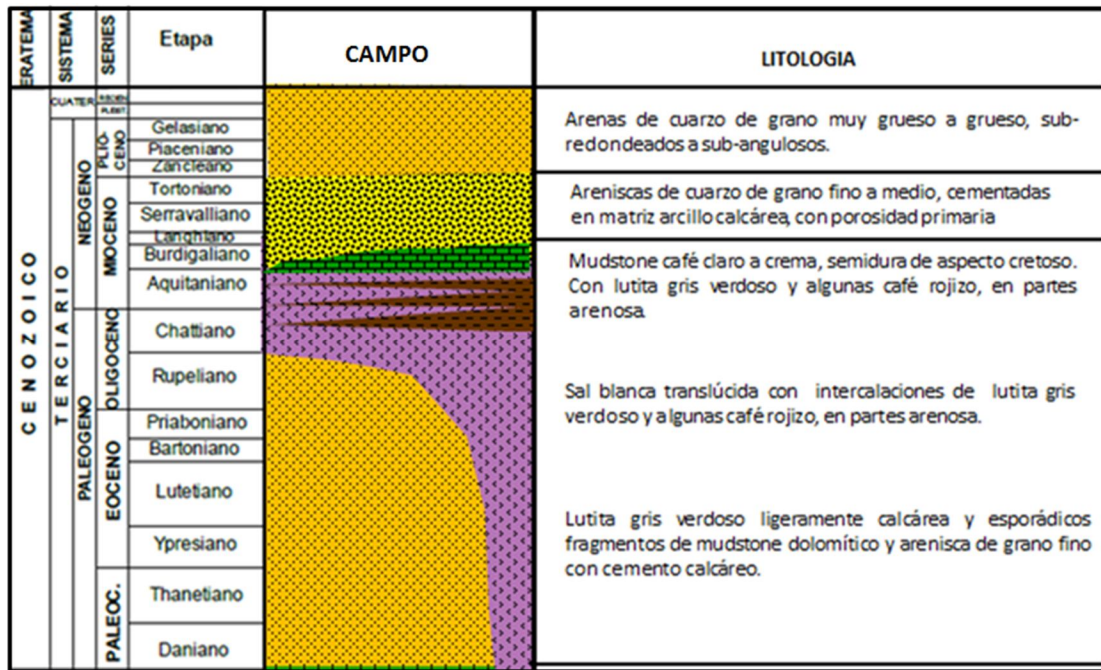


Figura IV.2 Columna estratigráfica del campo.

Para el modelado de la petrofísica, es muy importante la recolección de todos los datos disponibles por pozo, por ejemplo datos de núcleos, pruebas de producción, pruebas de presión, datos geológicos, muestras de canal, registros geofísicos, etc.

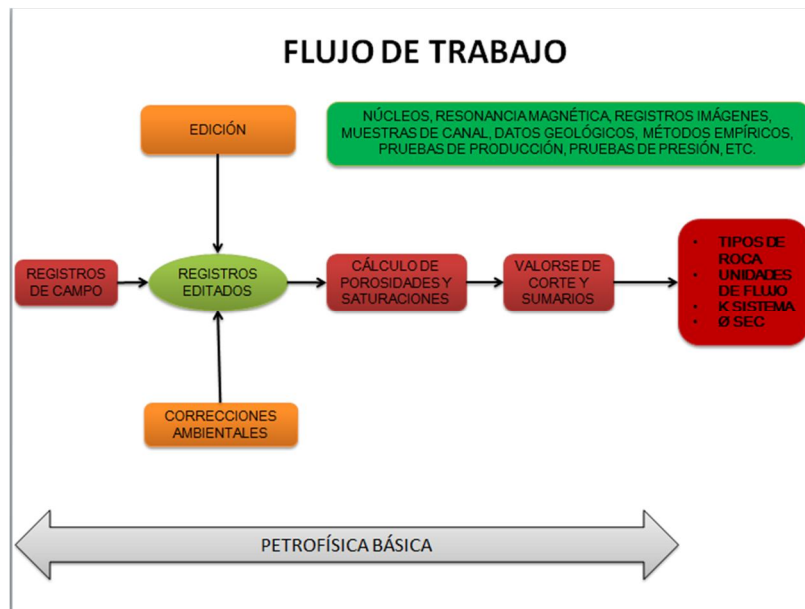


Figura IV.3 Flujo de trabajo para la petrofísica básica

La calidad de la roca se determinó integrando los datos obtenidos de los núcleos. De la interrelación de la permeabilidad con la porosidad se identificaron cambios considerables en las mediciones de permeabilidad para un mismo rango de

porosidad (~ 20%), lo anterior indica que posiblemente se trate de intervalos con propiedades diferentes. La mineralogía se ajustó utilizando la técnica de difracción de rayos X, Tabla IV.1. El resultado del análisis indicó que se trata de areniscas semiconsolidadas que, de acuerdo a la clasificación de Pettijohn, son composicionalmente arenitas arcósicas. En los núcleos se observaron intervalos arcillosos que pudieran limitar la permeabilidad vertical del yacimiento. Figuras IV.4 y IV5.

DIFRACCIÓN DE RAYOS X	
MINERAL	% PROMEDIO
CUARZO	37.7
FLP. POTÁSICO	11.2
PLAGIOCLASAS	25.4
CALCITA	3.3
DOLOMITA	1.5
ARCILLA	20.2

Tabla IV.1 Mineralogía del campo.

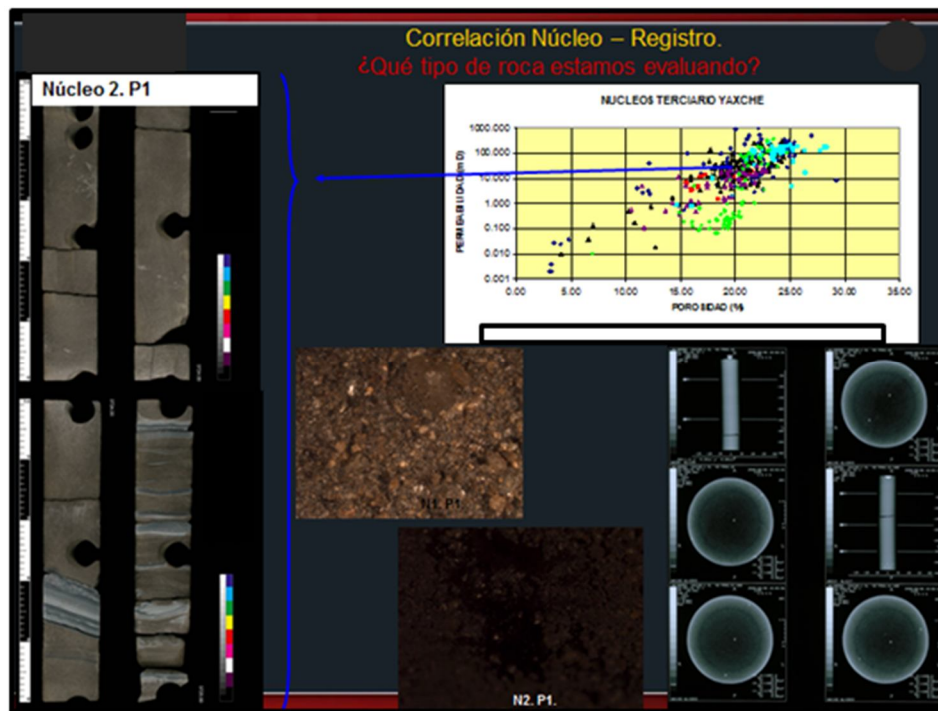


Figura IV 4. Núcleos del pozo 1

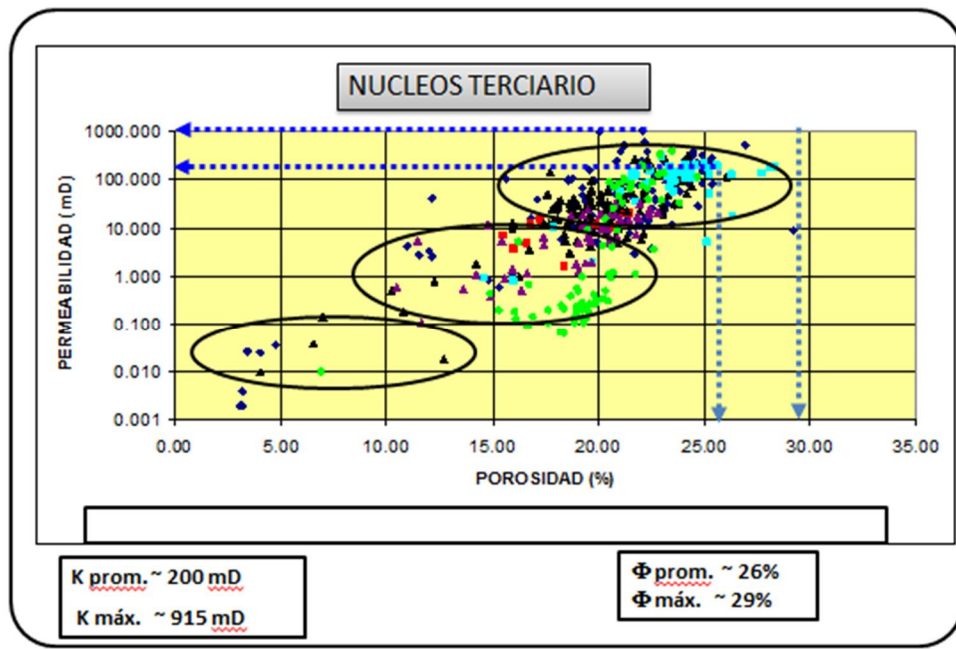


Figura IV.5 Grafica de Porosidad contra Permeabilidad de núcleos

Se identificaron cuatro unidades (A, B, C y D), debido a los cambios en la permeabilidad y los diferentes patrones de porosidad. La unidad A presenta la mayor variabilidad de porosidad y permeabilidad, pero se comporta de manera similar a la unidad B. Figura IV.6. A las unidades A y C se subdividieron en unidad inferior y unidad superior cada una.

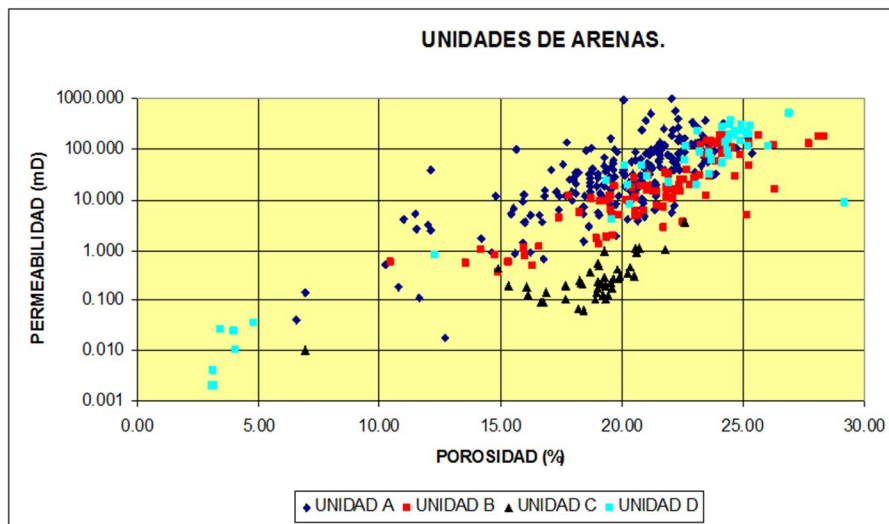


Figura IV.6

Las unidades de flujo se determinaron de acuerdo con la capacidad de almacenaje y la capacidad de flujo, de cada tipo de roca. Se utilizaron graficas modificadas de Lorenz para identificar a las unidades de flujo existentes en cada unidad. Figuras IV.7 y IV.8.

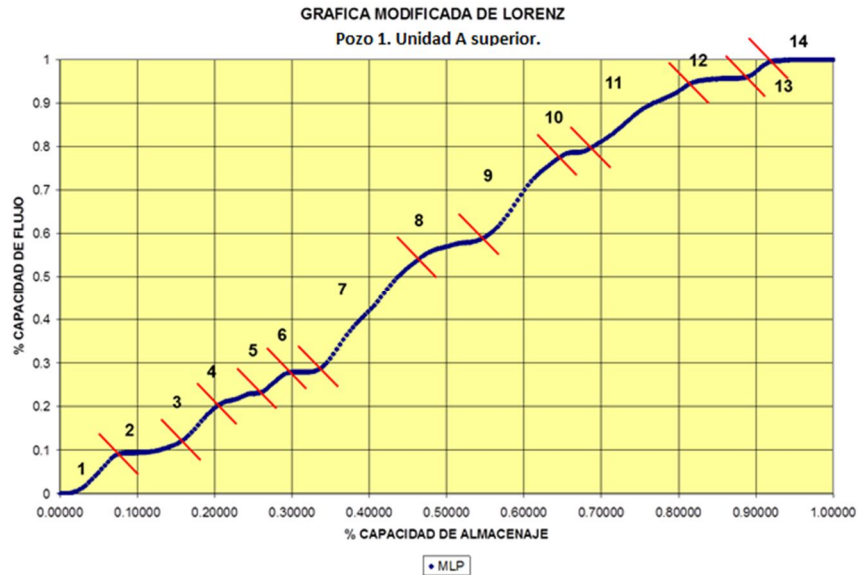


Figura IV.7. Grafica modificada de Lorenz del Pozo 1.

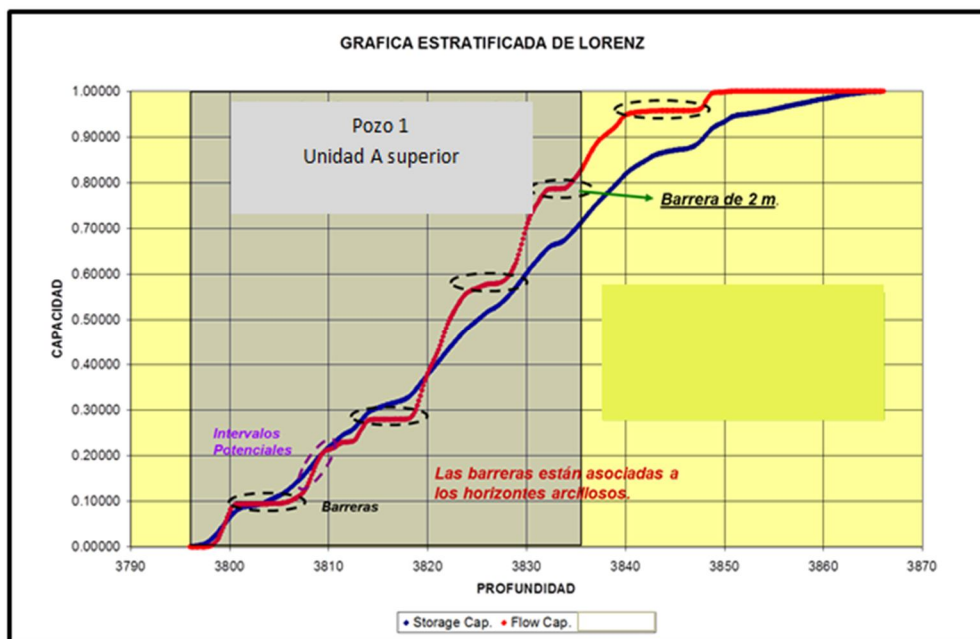


Figura IV.8. Unidades de flujo del Pozo 1 unidad A.

Se integraron los resultados obtenidos de los núcleos a los registros, teniendo en cuenta que se está trabajando con escalas diferentes, pues la mayoría de los registros convencionales no ven intervalos menores a 1 pie (30 cm). Figura IV.9. A diferencia del registro de imágenes OBMI (por sus siglas en inglés) que sí identifica las laminaciones arcillosas menores a 1 pie. Figura IV.10.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

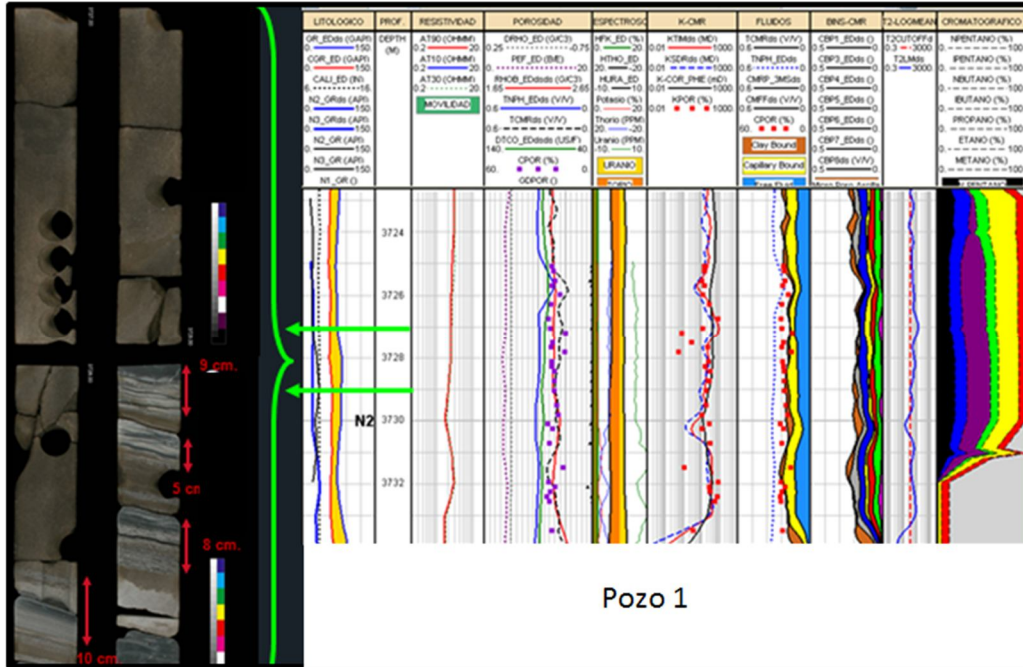


Figura IV.9. Diferencias de escala de los registros con respecto a núcleos.

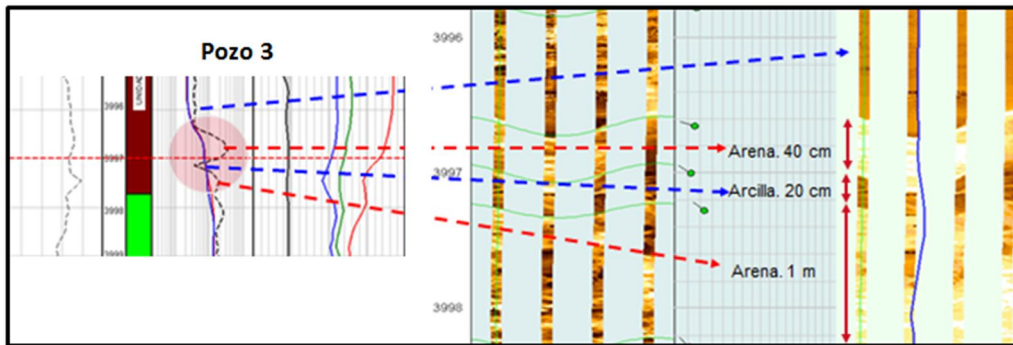


Figura IV.10 Registro de imagen OBMI.

Los núcleos se pusieron a profundidad en los registros y se ajustó la porosidad obtenida de registros con la porosidad de los núcleos. Figura IV.11. Los datos de porosidad y permeabilidad extraídos de núcleos, calibraron correctamente con los datos de porosidad y permeabilidad provenientes del registro de resonancia magnética, dicho registro es independiente de fluidos y litología, razón por la cual sus estimaciones de porosidad son las mejores que se tienen.

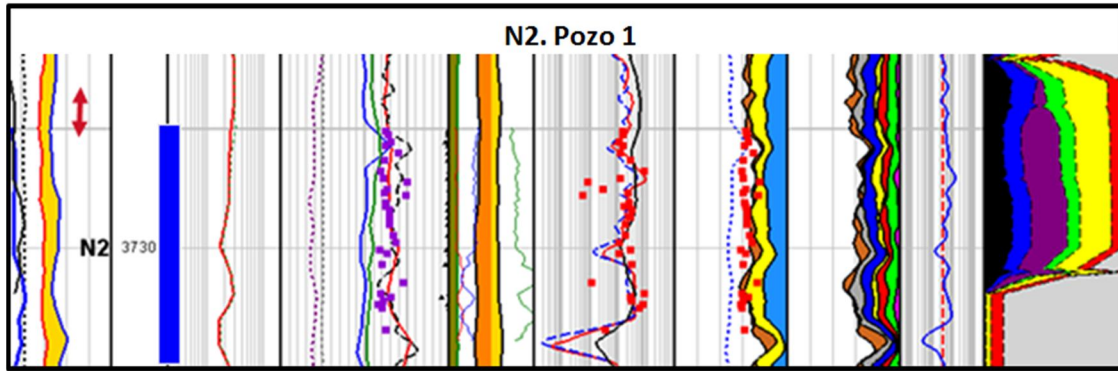


Figura IV.11. Puesta a profundidad del núcleo 2 pozo 1.

De la integración de los datos de núcleos, datos de registros convencionales y especiales, pruebas de presión, entre otros, se establecieron las propiedades petrofísicas del yacimiento (porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla) por pozo, así como la litología y los fluidos presentes en el yacimiento, figuras IV.12 y IV.13.

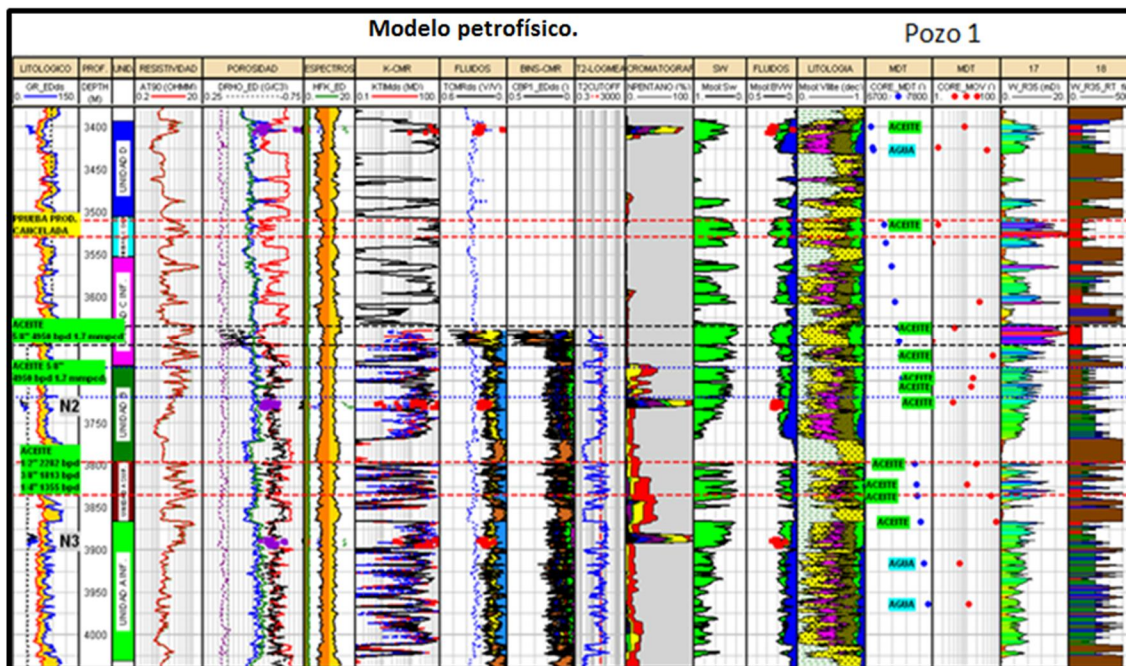


Figura IV.12. Modelo petrofísico del pozo 1

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

PETROFÍSICA DEL CAMPO.

POZO 1				POZO 2				POZO 3				POZO 4			
DEPTH	PHIE	SW	VCL	DEPTH	PHIE	SW	VCL	DEPTH	PHIE	SW	VCL	DEPTH	PHIE	SW	VCL
2499.9396	0.12026	1	0.448057	2999.9942	0.097591	1	0.654835	2820.0096	0.113026	1	0.612334	3499.95	0.130394	0.996456	0
2500.092	0.120086	1	0.449913	3000.1466	0.098832	1	0.579123	2820.162	0.116148	1	0.579452	3500.1	0.129624	0.996278	0
2500.2444	0.119912	1	0.451772	3000.299	0.100356	1	0.561065	2820.3144	0.114105	1	0.579452	3500.25	0.129052	0.992496	0
2500.3968	0.119738	1	0.453634	3000.4514	0.10279	1	0.52099	2820.4668	0.107164	1	0.602279	3500.4	0.128397	0.996426	0
2500.5492	0.119539	1	0.45548	3000.6038	0.101105	1	0.578243	2820.6192	0.108673	1	0.618544	3500.55	0.127664	0.996068	0
2500.7016	0.119301	1	0.4573	3000.7562	0.099483	1	0.654458	2820.7716	0.112822	1	0.618544	3500.7	0.12678	1	0
2500.854	0.119049	1	0.459111	3000.9086	0.082636	1	0.69791	2820.924	0.120738	1	0.565968	3500.85	0.125415	0.99909	0
2501.0064	0.118824	1	0.46093	3001.061	0.07443	1	0.701349	2821.0764	0.123079	1	0.556919	3501	0.125475	0.994346	0
2501.1588	0.119143	1	0.458072	3001.2134	0.062421	1	0.714761	2821.2288	0.124131	1	0.556919	3501.15	0.127245	0.979019	0
2501.3112	0.119464	1	0.455211	3001.3658	0.108036	1	0.615637	2821.3812	0.12397	1	0.561827	3501.3	0.129017	0.96609	0
2501.4636	0.119786	1	0.452346	3001.5182	0.102709	1	0.562199	2821.5336	0.125022	1	0.561827	3501.45	0.130997	0.950755	0
2501.616	0.119549	1	0.449059	3001.6706	0.098516	1	0.513319	2821.686	0.128632	1	0.514102	3501.6	0.131877	0.953946	0
2501.7684	0.11848	1	0.44516	3001.823	0.09934	1	0.516678	2821.8384	0.129684	1	0.514102	3501.75	0.131161	0.962572	0
2501.9208	0.117108	1	0.44105	3001.9754	0.099966	1	0.615838	2821.9908	0.12856	1	0.51629	3501.9	0.129141	0.980445	0
2502.0732	0.114907	1	0.436797	3002.1278	0.062799	1	0.714315	2822.1432	0.120088	1	0.523505	3502.05	0.12798	0.993332	0
2502.2256	0.106427	1	0.468039	3002.2802	0.074821	1	0.700935	2822.2956	0.114887	1	0.523505	3502.2	0.128003	0.989033	0
2502.378	0.097994	1	0.499253	3002.4326	0.118257	0.988616	0.551011	2822.448	0.114249	1	0.480689	3502.35	0.128648	0.979323	0
2502.5304	0.090206	1	0.530993	3002.585	0.119286	0.965402	0.510291	2822.6004	0.12044	1	0.480689	3502.5	0.130098	0.975169	0
2502.6828	0.083311	1	0.56369	3002.7374	0.114078	0.977148	0.583242	2822.7528	0.126465	1	0.485774	3502.65	0.131318	0.976311	0
2502.8352	0.076721	1	0.596905	3002.8898	0.084888	1	0.690677	2822.9052	0.127369	1	0.520489	3502.8	0.132478	0.977727	0
2502.9876	0.071241	1	0.630448	3003.0422	0.084855	1	0.690709	2823.0576	0.125239	1	0.555205	3502.95	0.132621	0.986837	0
2503.14	0.070717	1	0.647035	3003.1946	0.030792	1	0.761696	2823.21	0.120792	1	0.564311	3503.1	0.132017	1	0

Figura IV.13 Datos petrofísicos del campo petrolero.

Para la definición de los valores de corte se trabajó por unidades. La obtención del valor de corte de porosidad se realizó mediante el uso de un gráfico de porosidad contra permeabilidad, Figura IV.14. Se calcula el valor de porosidad que corresponde al valor mínimo de permeabilidad para el cual no hay flujo en el yacimiento (en la práctica se toma usualmente 1 mD para yacimientos convencionales). El valor límite de porosidad obtenido fue de 12% para las unidades B, C y D, y para la unidad A fue de 10%.

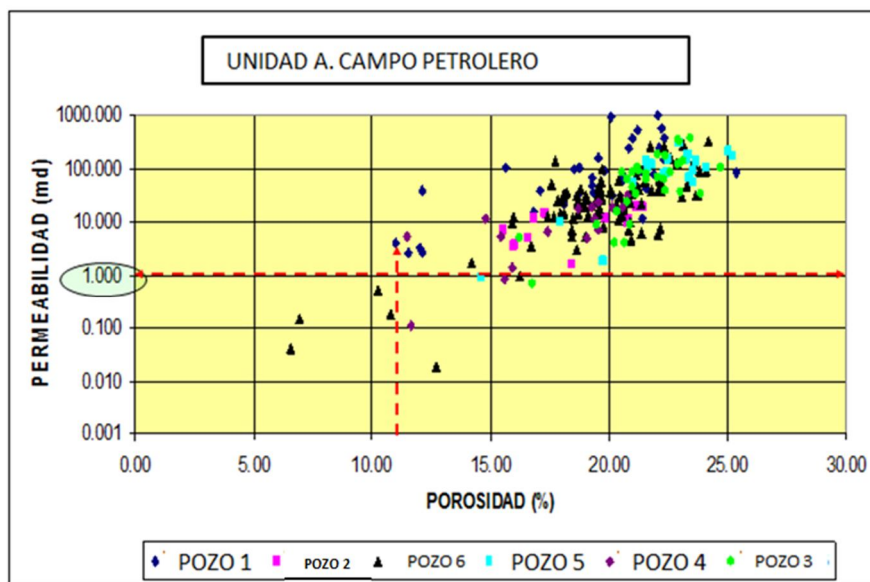


Figura IV. 14 Gráfica de porosidad contra permeabilidad.

Con el valor de porosidad obtenido se ingresa en un gráfico de porosidad contra saturación de agua y se toma como valor límite de saturación de agua al valor correspondiente a dicha porosidad, Figura IV.15. El valor de corte de saturación de agua obtenido fue de 38% para la unidad A y de 40% para las demás unidades.

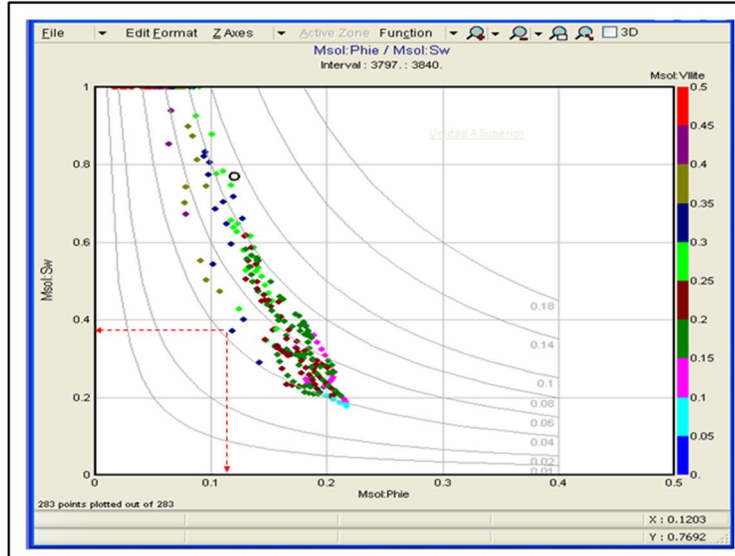


Figura IV.15 Gráfica de porosidad contra saturación de agua.

La obtención del valor de corte de volumen de arcilla, se logró mediante la realización de una gráfica de arena neta contra porcentaje de valor de corte. Partiendo de los datos de volumen de arcilla, se fue variando el valor de corte y se conseguían sus respectivos valores de arena neta. Dichos datos se graficaron y se ajustaron a un modelo matemático. El valor de corte de volumen de arcilla quedó definido por el valor en el cual la curva tiende a convertirse en asíntótica. Figura IV.16. Se obtuvo un valor de corte de 35% para la unidad A y 40% para las unidades restantes.

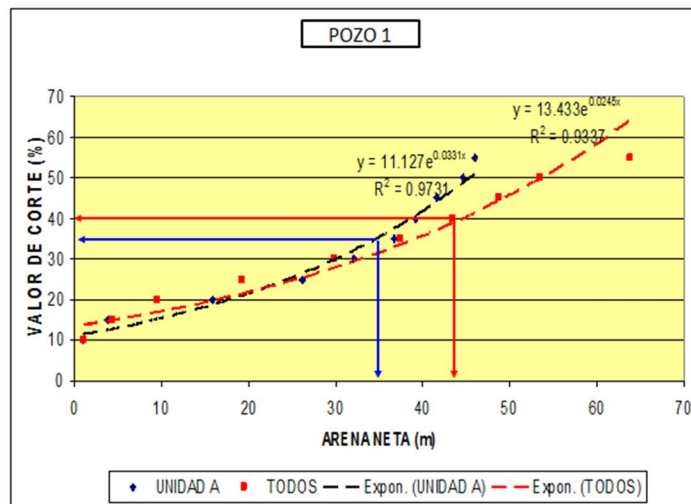


Figura IV.16 Obtención del valor de corte de V_{cl} .

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

Se aplicaron los valores de corte obtenidos, a los datos de petrofísica, en una hoja de cálculo utilizando la función lógica: Si (porosidad es mayor que el valor de corte, entonces 1, si no 0). Figura IV.17. Donde el numero 1 representa a la porción de la roca que se considera yacimiento. Lo mismo se hizo para los datos de Vcl y Sw.

UNIDAD C SUPERIOR													
Net pay	29.718												
Av. Phie	0.23822145												
Av. Sw	0.2340506												
GROSS	48	48.006											
STEP	0.1524	34.4424											
		226											
		226											
		195											
		0.23822145											
		0.2340506											
Sw	DEPTH	PHIE	SW	VCL	CUT PHIE	Vcl	Cut Vcl	Sw	Cut Sw	PHIE	Sw		D
corte	3505.0176	0.040984	1	0.537099	=SI((Q21)>\$T\$19,1,0)	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3505.17	0.03976	1	0.531566	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3505.3224	0.03869	1	0.525979	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3505.4748	0.037752	1	0.520461	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3505.6272	0.038542	1	0.514687	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3505.7796	0.042831	1	0.50837	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3505.932	0.049267	1	0.502184	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3506.0844	0.058037	1	0.483936	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3506.2368	0.067811	1	0.46476	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3506.3892	0.077706	1	0.438877	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3506.5416	0.087862	1	0.397815	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3506.694	0.100353	1	0.348959	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3506.8464	0.116614	0.854335	0.284525	0	0	0	0	0	0	0	0	35
corte	3506.9988	0.135519	0.731037	0.239625	1	0.239625	1	0.731037	0	0	0	0	35
corte	3507.1512	0.15582	0.617825	0.199274	1	0.199274	1	0.617825	0	0	0	0	35
corte	3507.3036	0.175489	0.532233	0.16234	1	0.16234	1	0.532233	0	0	0	0	35

Figura IV.17 Cálculo del espesor neto unidad C superior del pozo 1.

El procedimiento se realizó en todos los pozos. Los resultados se vaciaron en una tabla donde se muestra: el espesor neto por unidad y por pozo, los promedios de porosidad, los promedios de saturación de agua, la relación N/G y los valores de corte utilizados. Tabla IV.2.

En el anexo 1 se encuentran las tablas que muestran a los valores de corte por zonas.

CAPITULO IV. ANALISIS DEL CAMPO PETROLERO.

SUMARIO PETROFÍSICO DEL CAMPO PETROLERO							VALOR DE CORTE UTILIZADO		
POZO	ZONA	ESPESOR TOTAL	ESPESOR NETO	N/G	PROMEDIO DE Ø	PROMEDIO DE Sw	POROSIDAD	SATURACIÓN DE AGUA	VOLUMEN DE ARCILLA
1	UNIDAD D	114.1476	17.526	0.15353805	0.21235422	0.31781641	>= 12%	<= 40%	<= 40%
2	UNIDAD D	65.2272	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
3	UNIDAD D	65.2272	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
4	UNIDAD D	87.45	2.85	0.03259005	0.23749426	0.26419632	>= 12%	<= 40%	<= 40%
5	UNIDAD D	67.9704	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
6	UNIDAD D	74.2188	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
1	UNIDAD C SUP.	48.006	29.718	0.61904762	0.23822145	0.2340506	>= 12%	<= 40%	<= 40%
2	UNIDAD C SUP.	38.862	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
3	UNIDAD C SUP.	50.4444	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
4	UNIDAD C SUP.	44.85	9.45	0.21070234	0.23118952	0.32664159	>= 12%	<= 40%	<= 40%
5	UNIDAD C SUP.	99.2124	4.572	0.04608295	0.2179024	0.33777123	>= 12%	<= 40%	<= 40%
6	UNIDAD C SUP.	48.4632	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
1	UNIDAD C INF.	129.9972	57.912	0.44548652	0.21704238	0.20209961	>= 12%	<= 40%	<= 40%
2	UNIDAD C INF.	73.152	0.1524	0.00208333	0.186834	0.389396	>= 12%	<= 40%	<= 40%
3	UNIDAD C INF.	71.628	5.0292	0.07021277	0.19493973	0.33319648	>= 12%	<= 40%	<= 40%
4	UNIDAD C INF.	91.5	4.35	0.04754098	0.23011921	0.36526014	>= 12%	<= 40%	<= 40%
5	UNIDAD C INF.	44.0436	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
6	UNIDAD C INF.	70.7136	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
1	UNIDAD B	114.9096	37.9476	0.33023873	0.18081756	0.27902814	>= 12%	<= 40%	<= 40%
2	UNIDAD B	108.5088	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
3	UNIDAD B	140.8176	46.9392	0.33333333	0.21989314	0.29487043	>= 12%	<= 40%	<= 40%
4	UNIDAD B	135	6	0.04444444	0.21230845	0.38601603	>= 12%	<= 40%	<= 40%
5	UNIDAD B	166.5732	23.1648	0.13906679	0.22334269	0.34231603	>= 12%	<= 40%	<= 40%
6	UNIDAD B	129.54	0	0	-	-	>= 12%	<= 40%	<= 40%
1	UNIDAD A SUP.	69.9516	26.8224	0.38344227	0.17931786	0.20721502	>= 10%	<= 38%	<= 35%
2	UNIDAD A SUP.	40.386	25.146	0.62264151	0.17345347	0.19630534	>= 10%	<= 38%	<= 35%
3	UNIDAD A SUP.	69.7992	23.3172	0.33406114	0.19493133	0.24355822	>= 10%	<= 38%	<= 35%
4	UNIDAD A SUP.	85.8	10.5	0.12237762	0.2063213	0.29013816	>= 10%	<= 38%	<= 35%
5	UNIDAD A SUP.	54.7116	29.4132	0.53760446	0.21227189	0.23099521	>= 10%	<= 38%	<= 35%
6	UNIDAD A SUP.	58.0644	0	0	-	-	>= 10%	<= 38%	<= 35%
1	UNIDAD A INF.	166.116	23.9268	0.1440367	0.16124276	0.26579667	>= 10%	<= 38%	<= 35%
2	UNIDAD A INF.	42.672	29.5656	0.69285714	0.19898651	0.20530588	>= 10%	<= 38%	<= 35%
3	UNIDAD A INF.	133.1976	29.1084	0.21853547	0.19252328	0.25593605	>= 10%	<= 38%	<= 35%
4	UNIDAD A INF.	221.7	112.65	0.50811908	0.18715984	0.28477273	>= 10%	<= 38%	<= 35%
5	UNIDAD A INF.	234.3912	7.9248	0.03381014	0.20931379	0.18921646	>= 10%	<= 38%	<= 35%
6	UNIDAD A INF.	142.494	53.6448	0.37647059	0.17370361	0.21910748	>= 10%	<= 38%	<= 35%
1	TODAS LAS ZONAS	643.128	193.8528	0.3014218	0.19816604	0.25100107	-	-	-
2	TODAS LAS ZONAS	368.74	54.864	0.14878776	0.18642466	0.26366907	-	-	-
3	TODAS LAS ZONAS	531.114	104.394	0.19655667	0.20057187	0.2818903	-	-	-
4	TODAS LAS ZONAS	666.3	145.8	0.21882035	0.2174321	0.31950416	-	-	-
5	TODAS LAS ZONAS	666.9024	65.0748	0.0975777	0.21570769	0.27507474	-	-	-
6	TODAS LAS ZONAS	523.494	53.6448	0.10247453	0.17370361	0.21910748	-	-	-

Tabla IV.2 Sumario petrofísico.

IV.2 Valores de corte y volumen original.

La heterogeneidad de los yacimientos y el desconocimiento del mismo dificultan el cálculo del volumen original y reserva. Por eso en el proceso de definición del modelo estático se deben identificar a las variables que se ven más afectadas por la falta de información. Sería sumamente sencillo estimar estos volúmenes, si se asignara un valor único para cada parámetro petrofísico, pero se estaría considerando al yacimiento como homogéneo y esto no sucede en los yacimientos. Por esta razón se deben asignar valores petrofísicos promedio del yacimiento, lo que conlleva a tener un cierto grado de incertidumbre en su definición, por la poca información disponible. Así que la mejor practica esta en realizar un análisis estocástico a dichas variables.

IV.2.1 Análisis estocástico.

Con este análisis se intenta contestar a la pregunta: ¿qué sucede si? Si el valor de corte de porosidad no es de 10% sino de 9% y el valor de corte de Vcl es de 30% en vez de 40% y si la saturación de agua no es de 38% sino de 26%, que le pasa al volumen original y en consecuencia a la reserva.

IV.2.1.1 Análisis de sensibilidad.

Valores de corte.

Para observar el impacto de los valores de corte en la estimación del volumen original y reserva, se propone en esta tesis variar a estos dentro de un intervalo que esté acorde con las condiciones físicas del yacimiento. Considerando en dicho intervalo a los valores de corte obtenidos deterministamente como los más probables de ocurrir.

El intervalo para la porosidad se propuso de $9% < \emptyset < 15%$, para el volumen de arcilla de $25% < V_{cl} < 45%$ y finalmente para la saturación de agua de $28% < S_w < 48%$.

Se utilizó la herramienta de Oracle: Crystal Ball[®]; para realizar el análisis de sensibilidad y simulación de Monte Carlo.

El análisis de sensibilidad para el pozo 1 mostró que el valor de corte de saturación de agua es el que genera el mayor cambio al espesor neto. Lo anterior se observa en la tabla IV.3. En ella se presenta también el porcentaje de variabilidad de cada valor de corte. Se realizaron graficas de tornado, para observa el orden de importancia de cada valor de corte.

Variable	Net pay P1			Input			% de variabilidad
	Downside	Upside	Range	Downside	Upside	Base Case	
Sw P1B	176.33	199.95	23.62	0.30	0.47	0.4	39.46%
Sw P1Ai	184.25	203.00	18.75	0.29	0.47	0.38	19.71%
Sw P1Ci	184.25	201.63	17.37	0.30	0.47	0.4	16.24%
Sw P1D	181.51	197.05	15.54	0.30	0.47	0.4	12.55%
Sw P1Cs	184.40	195.53	11.13	0.30	0.47	0.4	7.69%
Sw P1As	189.59	197.36	7.77	0.29	0.47	0.38	3.10%
Phie P1Ai	193.85	189.28	4.57	0.09	0.14	0.1	0.44%
Phie P1B	194.77	191.11	3.66	0.09	0.15	0.12	0.38%
Vcl P1Ci	192.18	193.85	1.68	0.27	0.44	0.4	0.13%
Phie P1Ci	194.46	193.09	1.37	0.09	0.15	0.12	0.06%
Vcl P1As	192.48	193.85	1.37	0.26	0.44	0.35	0.06%
Phie P1As	193.85	192.63	1.22	0.09	0.14	0.1	0.06%
Phie P1D	193.85	193.09	0.76	0.09	0.15	0.12	0.05%
Vcl P1B	193.09	193.85	0.76	0.27	0.44	0.4	0.03%
Vcl P1Ai	193.09	193.85	0.76	0.26	0.44	0.35	0.02%
Vcl P1D	193.85	193.85	0	0.27	0.44	0.4	0.01%
Phie P1Cs	193.85	193.85	0	0.09	0.15	0.12	0.00%
Vcl P1Cs	193.85	193.85	0	0.27	0.44	0.4	0.00%

Tabla IV.3 Resultados de la sensibilidad del pozo 1.

En el grafico del pozo 1, Figura IV.18 los valores que se encuentran a los lados de las barras son los valores alto (izquierda) y bajo (derecha) que tomaron los valores de corte de volumen de arcilla y saturación de agua, al hacer el análisis de sensibilidad.

En el caso del valor de corte de porosidad los valores se invierten, quedando alto a la derecha y bajo a la izquierda, esto ocurre porque para un valor de corte de porosidad alto el espesor neto disminuye. Las unidades para el espesor neto son metros, en todos los casos. La notación SwP1B significa que se trata del valor de corte de saturación de agua aplicado a la unidad B del pozo 1.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

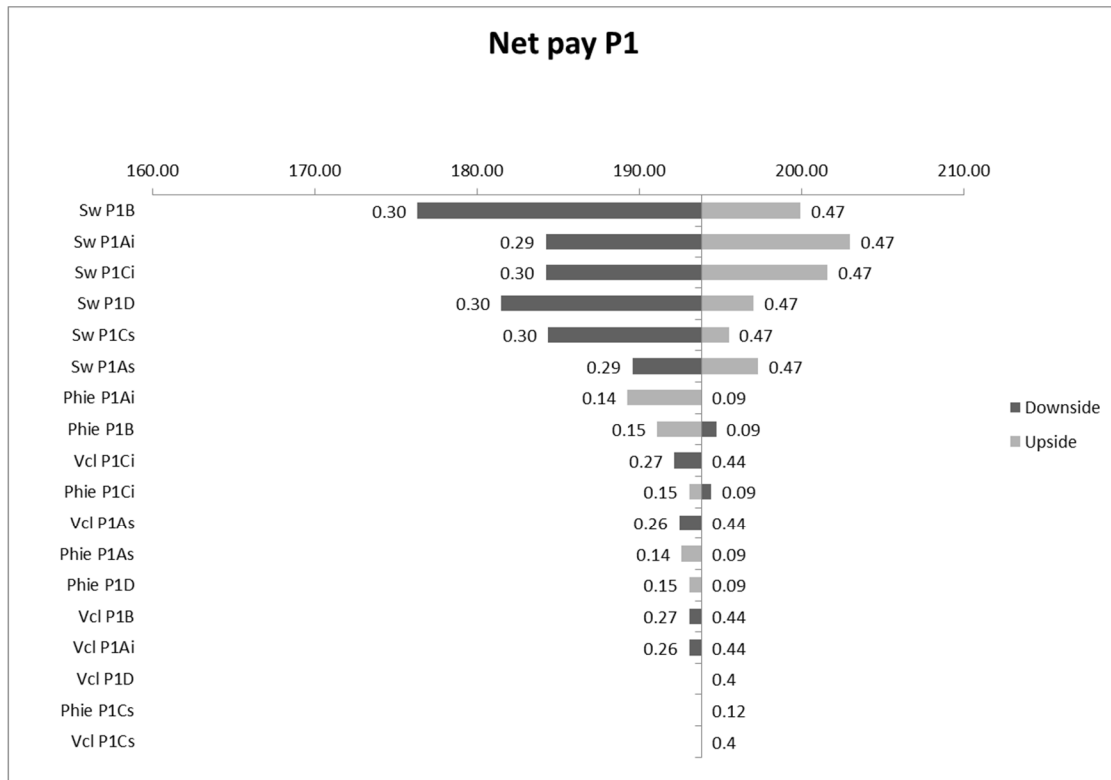


Figura IV.18. Gráfica de tornado del pozo 1.

El volumen original también se vio afectado por la variación de los valores de corte. El porcentaje de impacto de cada valor de corte fue similar que el del espesor neto, mostrado en la tabla IV.7. En la Tabla IV.4 se observa que el valor de corte de Sw de la unidad B del pozo 1, varío al volumen original en un rango de 35.76 mmstb. Por otro lado, los valores de corte de porosidad y volumen de arcilla de la unidad C superior y el valor de corte de Vcl de la unidad D no provocaron cambio alguno en el volumen original, obtenido con los valores determinísticos (caso base).

Pozo 1	Volumen original (mmstb) 1P			Valor ingresado		
	valor bajo	valor alto	rango de variacion	valor bajo	valor alto	caso base
Sw P1B	266.92	302.68	35.76	29.55%	46.74%	40%
Sw P1Ai	278.92	307.29	28.38	29.41%	46.59%	38%
Sw P1Ci	278.92	305.22	26.30	29.55%	46.74%	40%
Sw P1D	274.77	298.30	23.53	29.55%	46.74%	40%
Sw P1Cs	279.15	295.99	16.84	29.55%	46.74%	40%
Sw P1As	286.99	298.76	11.77	29.41%	46.59%	38%
Phie P1Ai	293.45	286.53	6.92	9.24%	14.45%	10%
Phie P1B	294.84	289.30	5.54	9.42%	14.58%	12%
Vcl P1Ci	290.91	293.45	2.54	26.73%	44.00%	40%
Phie P1Ci	294.38	292.30	2.08	9.42%	14.58%	12%
Vcl P1As	291.38	293.45	2.08	26.41%	43.59%	35%
Phie P1As	293.45	291.61	1.85	9.24%	14.45%	10%
Phie P1D	293.45	292.30	1.15	9.42%	14.58%	12%
Vcl P1B	292.30	293.45	1.15	26.73%	44.00%	40%
Vcl P1Ai	292.30	293.45	1.15	26.41%	43.59%	35%
Vcl P1D	293.45	293.45	0	26.73%	44.00%	40%
Phie P1Cs	293.45	293.45	0	9.42%	14.58%	12%
Vcl P1Cs	293.45	293.45	0	26.73%	44.00%	40%

Tabla IV.4 Datos del análisis de sensibilidad para el volumen original del pozo 1.

Los promedios de porosidad y saturación de agua presentaron cambios pequeños, en consecuencia, la variación del volumen original respecto al caso base, es mínima. En las tablas IV.5 y IV.6 se observan los datos obtenidos del análisis de sensibilidad realizado para dichas variables.

Variable	Av. Sw			Input			Volumen original (mmstb) 1P		
	Downside	Upside	Range	Downside	Upside	Base Case	Downside	Upside	Range
Sw P1Ai	0.2336	0.2486	0.014955248	0.294	0.466	0.38	300.2666	294.4073	5.8594
Sw P1B	0.2412	0.2546	0.013388603	0.295	0.467	0.30	297.3057	292.0601	5.2456
Sw P1D	0.2314	0.2443	0.012904222	0.295	0.467	0.4	301.1342	296.0785	5.0558
Sw P1Cs	0.2326	0.2429	0.01025633	0.295	0.467	0.4	300.6617	296.6433	4.0184
Sw P1Ci	0.2363	0.2457	0.009435167	0.295	0.467	0.4	299.2103	295.5137	3.6966
Sw P1As	0.2371	0.2454	0.008350363	0.294	0.466	0.38	298.9160	295.6444	3.2716
Phie P1Ai	0.2412	0.2396	0.001613803	0.092	0.145	0.1	297.3057	297.9380	0.6323
Phie P1As	0.2412	0.2400	0.001128804	0.092	0.145	0.1	297.3057	297.7479	0.4423
Vcl P1As	0.2403	0.2412	0.000861386	0.264	0.436	0.35	297.6432	297.3057	0.3375
Vcl P1Ci	0.2407	0.2412	0.000468089	0.267	0.440	0.4	297.4891	297.3057	0.1834
Phie P1D	0.2412	0.2408	0.000328891	0.094	0.146	0.12	297.3057	297.4345	0.1289
Vcl P1Ai	0.2409	0.2412	0.000270887	0.264	0.436	0.35	297.4118	297.3057	0.1061
Phie P1Ci	0.2413	0.2411	0.000239769	0.094	0.146	0.12	297.2521	297.3460	0.0939
Phie P1B	0.2412	0.2410	0.000176641	0.094	0.146	0.12	297.2878	297.3570	0.0692
Vcl P1B	0.2411	0.2412	8.08568E-05	0.267	0.440	0.4	297.3374	297.3057	0.0317
Vcl P1D	0.2412	0.2412	0	0.267	0.440	0.4	297.3057	297.3057	0
Phie P1Cs	0.2412	0.2412	0	0.094	0.146	0.12	297.3057	297.3057	0
Vcl P1Cs	0.2412	0.2412	0	0.267	0.440	0.4	297.3057	297.3057	0

Tabla IV.5 Datos de sensibilidad para el promedio de Saturación de agua del pozo 1

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

Variable	Av. Phie			Input			Volumen original (mmstb) 1P		
	Minimum	Maximum	Range	Minimum	Maximum	Base Case	Minimum	Maximum	Range
Sw P1Cs	0.1987	0.2013	0.002599327	0.47	0.30	0.4	294.2625	298.1116	3.8492
Sw P1D	0.1989	0.2012	0.002335007	0.47	0.30	0.4	294.5280	297.9858	3.4578
Sw P1Ci	0.1985	0.2002	0.001770003	0.47	0.30	0.4	293.8954	296.5165	2.6211
Sw P1As	0.1983	0.2000	0.001731176	0.47	0.29	0.38	293.6564	296.2200	2.5636
Sw P1B	0.1978	0.1991	0.001390266	0.47	0.30	0.30	292.8398	294.8986	2.0588
Sw P1Ai	0.1990	0.2001	0.001122473	0.41	0.29	0.38	294.6769	296.3391	1.6622
Phie P1Ai	0.1991	0.2003	0.001113731	0.09	0.14	0.1	294.8986	296.5478	1.6493
Phie P1D	0.1991	0.1997	0.000586791	0.09	0.15	0.12	294.8986	295.7675	0.8689
Phie P1B	0.1991	0.1995	0.000400809	0.09	0.15	0.12	294.7708	295.3644	0.5935
Phie P1Ci	0.1989	0.1993	0.00038103	0.09	0.15	0.12	294.6120	295.1763	0.5642
Phie P1As	0.1991	0.1995	0.000343821	0.09	0.14	0.1	294.8986	295.4077	0.5091
Vcl P1Ci	0.1991	0.1995	0.000340066	0.44	0.27	0.4	294.8986	295.4021	0.5036
Vcl P1As	0.1991	0.1995	0.000339254	0.44	0.26	0.35	294.8986	295.4009	0.5024
Vcl P1Ai	0.1991	0.1993	0.00013056	0.44	0.26	0.35	294.8986	295.0919	0.1933
Vcl P1B	0.1991	0.1992	5.59735E-05	0.44	0.27	0.4	294.8986	294.9814	0.0829
Vcl P1D	0.1991	0.1991	0	0.44	0.27	0.4	294.8986	294.8986	0
Phie P1Cs	0.1991	0.1991	0	0.15	0.09	0.12	294.8986	294.8986	0
Vcl P1Cs	0.1991	0.1991	0	0.44	0.27	0.4	294.8986	294.8986	0

Tabla IV.6 Datos de sensibilidad para el promedio de porosidad del pozo 1.

El análisis de sensibilidad se hizo en cada uno de los pozos y mostró que en general la variable que mayor cambio genera en el espesor neto y el volumen original, es el valor de corte de saturación de agua, a excepción de los pozos 2 y 6 donde el valor de corte de volumen de arcilla tuvo un mayor impacto. El valor de corte de porosidad no generó cambios significativos al espesor neto. Tabla IV.7.

CONTRIBUCIÓN A LA VARIABILIDAD			
POZO	VALOR DE CORTE DE POROSIDAD	VALOR DE CORTE DE Vcl	VALOR DE CORTE DE Sw
1	1.08%	0.17%	98.75%
2	0.87%	84.41%	14.72%
3	0.76%	8.88%	90.36%
4	0.19%	14.61%	85.20%
5	0.10%	5.21%	94.69%
6	2.01%	68.17%	29.82%

Tabla IV.7 Contribución de los valores de corte a la variabilidad del espesor neto.

Los valores de la tabla IV.7 fueron obtenidos al sumar la contribución a la variabilidad de cada valor de corte en cada unidad.

IV.2.1.2 Simulación de Monte Carlo.

Se realizó una simulación por pozo, para cuatro pronósticos y dieciocho supuestos. La forma de la función de distribución de probabilidad (PDF por sus siglas en inglés) para los supuestos fue triangular. Figura IV.19. Los valores pronosticados fueron: espesor neto, Promedio de porosidad, promedio de saturación de agua y la relación N/G.

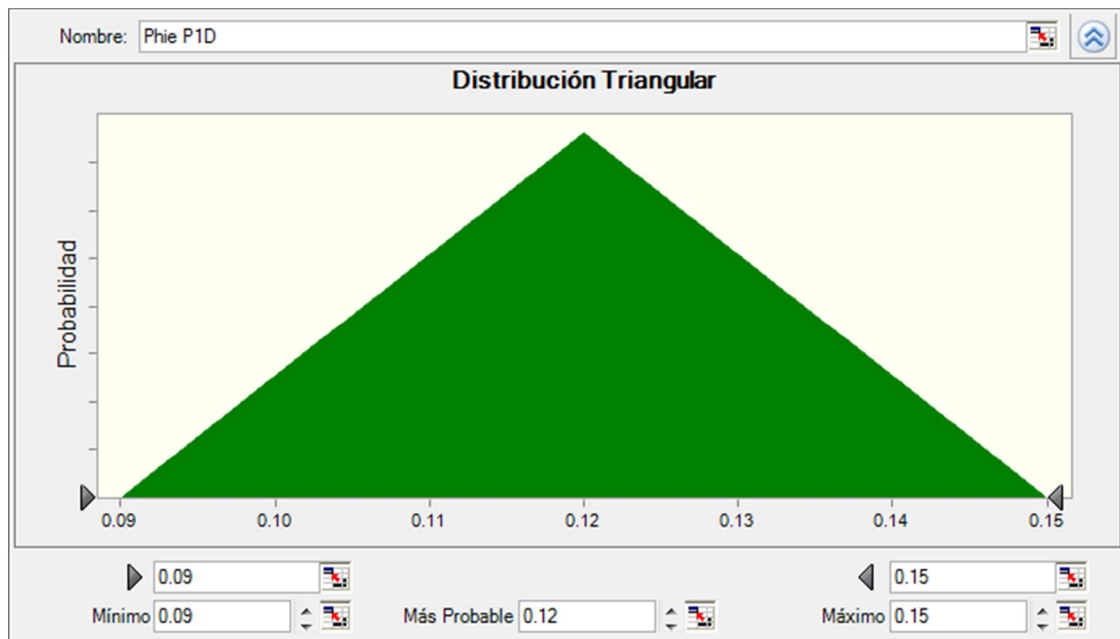


Figura IV.19 Función de distribución triangular para el valor de corte de porosidad.

La simulación permitió obtener el rango completo de variación de cada pronóstico, el nivel de confiabilidad de ocurrencia de algún valor, estadísticas y percentiles de valores pronosticados.

Para el pozo 1, se obtuvo:

- Caso base: 193.85 [m].
- Rango completo de variación del espesor neto: 142.80 [m] a 214.58 [m].
- Nivel de confiabilidad de ocurrencia: para el caso base es de 82.57% y de 17.43% si fuera un valor mayor.

La simulación también proporciona un ajuste para los datos pronosticados, es decir, elige una función de distribución de probabilidad que describa mejor a los datos, en este caso el ajuste es de la forma Weibull. La figura IV.20 muestra a la función de distribución de probabilidad pronosticada para el espesor neto del pozo 1.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

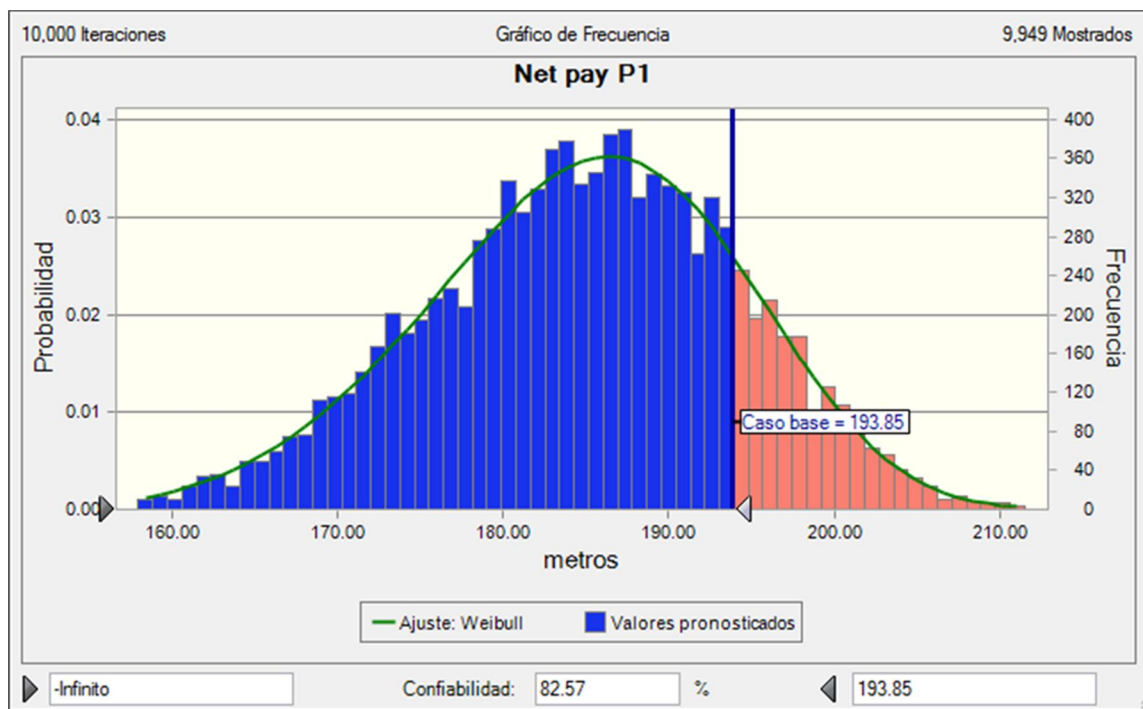


Figura IV.20. Gráfico de frecuencia del espesor neto del Pozo 1.

Las figuras IV.21 (a), (b) y (c) muestran los datos obtenidos de la simulación para el Pozo 1. Los gráficos y tablas de los demás pozos se muestran en el anexo 2.

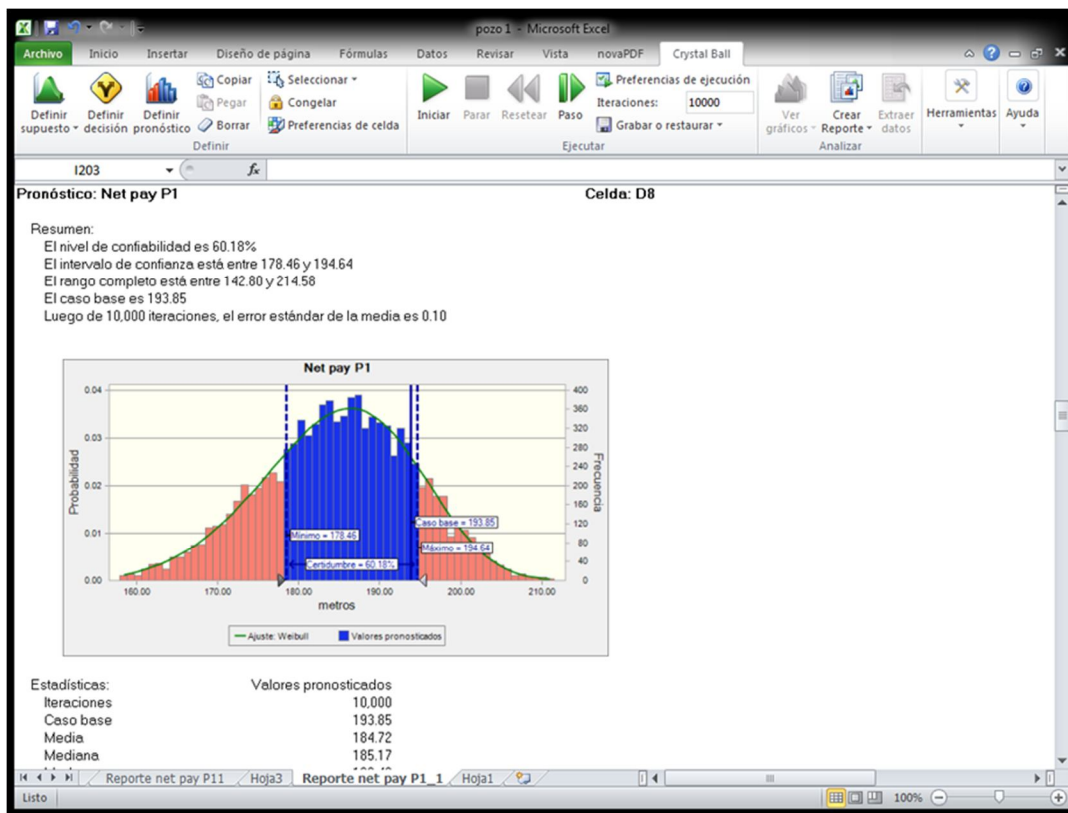


Figura IV.21 (a). Simulación de Monte Carlo del Pozo 1.

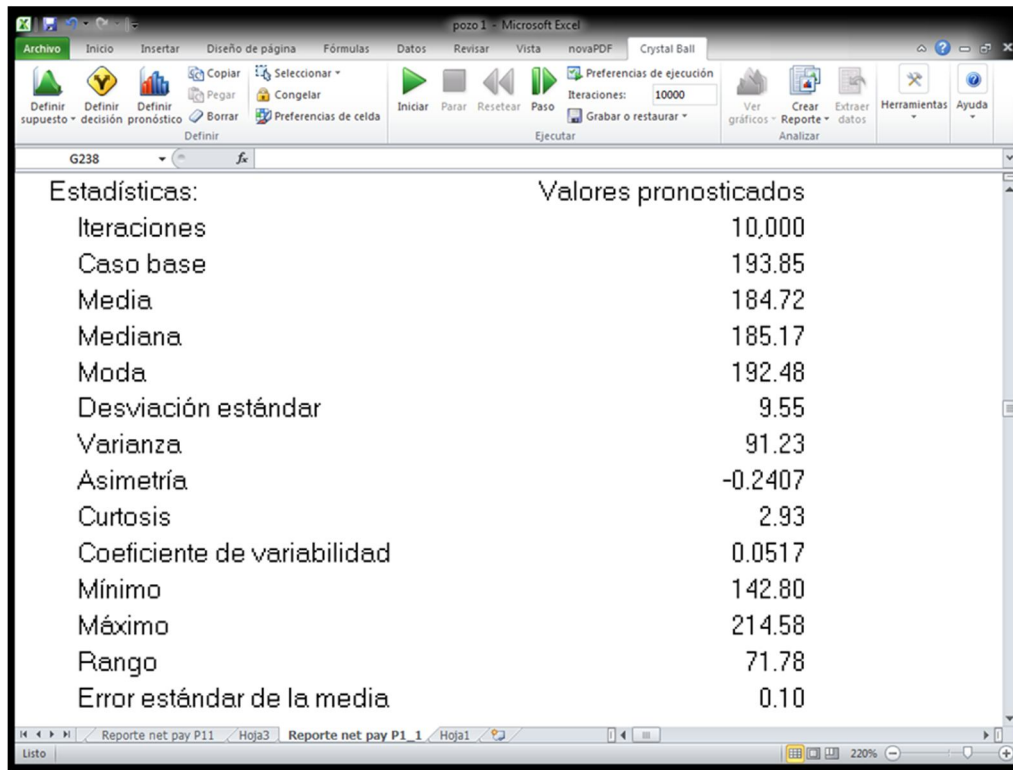


Figura IV.21 (b). Estadísticas del Pozo 1

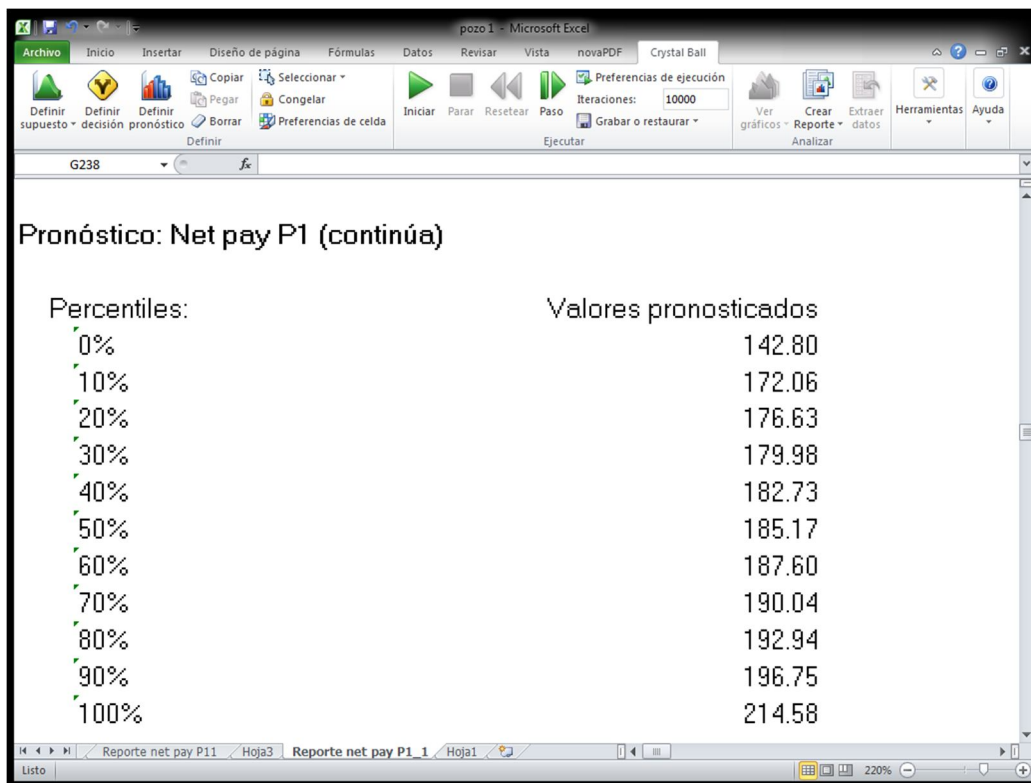


Figura IV.21 (c). Percentiles del Pozo 1.

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

Se elaboraron tablas para el promedio de porosidad, el promedio de saturación de agua, la relación N/G y para el espesor neto (las unidades del espesor neto son metros). Tablas IV.8, IV.9, IV.10 y IV.11. En ellas se muestra el rango de variación, dicho rango representa el impacto de los valores de corte.

Espesor Neto									
	Rango completo		intervalo de confianza del 50%		rango de variación	caso base	Percentiles		
Pozo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo			10	50	90
1	142.8	214.58	178.46	191.57	71.78	193.85	172.06	185.17	196.75
2	34.59	66.14	50.14	56.69	31.55	54.86	46.79	53.49	59.44
3	65.23	126.64	90.98	103.94	61.42	104.39	84.73	97.54	109.58
4	63.9	210.15	123.3	154.65	146.25	145.8	107.25	140.55	166.65
5	30.18	86.26	53.04	66.45	56.08	65.07	47.24	59.74	71.63
6	27.28	73.61	46.79	57	46.33	53.64	41.61	52.27	60.81

Figura IV.8 Tabla de espesor neto por pozo.

El intervalo de confianza del 50%, significa que el valor real tiene una confiabilidad del 50% de estar entre el valor mínimo y máximo del intervalo.

Promedio de Porosidad							
	Intervalo completo				Percentiles		
Pozo	Minimo	Maximo	Caso base	Rango	10	50	90
1	0.1962	0.2048	0.1982	0.0085	0.1983	0.1996	0.2012
2	0.1810	0.1894	0.1864	0.0084	0.1836	0.1858	0.1877
3	0.1892	0.2114	0.2006	0.0222	0.1983	0.2024	0.2056
4	0.2122	0.2250	0.2174	0.0128	0.2158	0.2177	0.2198
5	0.2150	0.2239	0.2200	0.0089	0.2167	0.2186	0.2206
6	0.1707	0.1802	0.1737	0.0095	0.1727	0.1744	0.1766

Figura IV.9 Tabla de promedio de Porosidad por pozo.

Como el rango de variación del promedio de porosidad es sumamente pequeño, el valor base puede considerarse como real o certero, sin que esto afecte considerablemente en el resultado del cálculo de volumen y reserva original.

Promedio de Saturacion de Agua							
	Intervalo completo				Percentiles		
Pozo	Minimo	Maximo	Caso base	Rango	10	50	90
1	0.2139	0.2659	0.2510	0.0521	0.2367	0.2458	0.2537
2	0.2433	0.2903	0.2637	0.0471	0.2535	0.2606	0.2689
3	0.2429	0.3088	0.2819	0.0658	0.2640	0.2766	0.2893
4	0.2909	0.3473	0.3195	0.0564	0.3073	0.3181	0.3286
5	0.2713	0.3367	0.2800	0.0654	0.2884	0.3049	0.3229
6	0.1809	0.2606	0.2191	0.0797	0.1997	0.2167	0.2346

Figura IV.10 Tabla de promedio de Sw por pozo.

Aquí también la variación del promedio de saturación de agua es pequeña y puede considerarse al valor determinista como certero.

Relacion N/G							
	Intervalo completo				Percentiles		
Pozo	Minimo	Maximo	Caso base	Rango	10	50	90
1	0.22	0.33	0.3	0.11	0.27	0.29	0.31
2	0.09	0.18	0.15	0.09	0.13	0.15	0.16
3	0.12	0.24	0.20	0.12	0.16	0.18	0.21
4	0.10	0.32	0.22	0.22	0.16	0.21	0.25
5	0.05	0.13	0.10	0.08	0.07	0.09	0.11
6	0.05	0.14	0.10	0.09	0.08	0.10	0.12

Figura IV.11 Tabla de la relación N/G por pozo.

IV.3 Estimación del volumen original y reserva de hidrocarburos.

IV.3.1 Análisis estocástico.

IV.3.1.1 Análisis de sensibilidad

Los modelos matemáticos utilizados para calcular el volumen y reserva original fueron (Ecs. 34 y 35):

$$V = \frac{(7758)(\phi)(h)(A)(1 - S_w)}{(Bo_i)(10^6)} \quad (34)$$

$$R_o = V * F_r \quad (35)$$

IMPACTO DE LAS VARIABLES PETROFÍSICAS EN LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVA ORIGINAL DE UN CAMPO PETROLERO.

donde:

V: volumen original de aceite en (mmstb).

Ø: porosidad promedio (%).

h: espesor neto (pies).

A: área en (acres).

Sw: saturación de agua promedio (%).

Boi: factor de volumen inicial.

Fr: factor de recuperación (%).

R_o: reserva original.

Se utilizó el modelo anterior en una hoja de cálculo y se obtuvo el volumen y reserva original de las categorías 1P, 2P y 3P por cada área. El volumen y reserva total del campo, resultó de la suma del área 1 y el área 2. Figura IV.22. Las celdas en color verde indican a los supuestos y las celdas en color azul representan a los resultados de la simulación, es decir a los pronósticos.

	ZONA 1			ZONA 2		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Area (acres)	514.5	741.3	1890.3	894.5	1329.4	2204.2
Espesor neto (pies)	636	636	636	278.069291	278.069291	278.069291
Porosidad (%)	0.198166	0.198166	0.198166	0.198768	0.198768	0.198768
Saturacion de Agua (%)	0.251001	0.251001	0.251001	0.271849	0.271849	0.271849
Factor de Volumen (bbl/stb)	1.284	1.284	1.284	1.497	1.497	1.497
OOIP (mmstb)	293.452335	422.810915	1078.15928	186.5645634	277.2710236	459.7267867
Factor de recuperacion (%)	25%	22%	22%	21%	19%	20%
Reserva recuperable de aceite (mmstb)	73.3630837	93.0184013	237.195041	39.17855832	52.68149449	91.94535735
	1P	2P	3P			
Total de OOIP (mmstb)	480.016898	700.081939	1537.88606			
Total de reserva de aceite (mmstb)	112.541642	145.699896	329.140399			

Figura IV. 22 Cálculo del volumen y reserva original.

El resultado del análisis de sensibilidad para el volumen original de la categoría 2P mostro que, el espesor neto tiene una contribución a la variabilidad del 58.8%, el factor de volumen es la segunda variable de peso con un 25%, el área interviene

con un 14.5%, la saturación de agua con un 1.3% y finalmente la porosidad con un 0.4%. Lo anterior demuestra que el espesor neto se tiene que delinear de la manera más certera posible, ya que un pequeño cambio en su dimensión impactaría de manera considerable al volumen original y en consecuencia a la reserva. Las Figuras IV. 23 (a) y IV. 23 (b) son el resultado de dicho análisis.

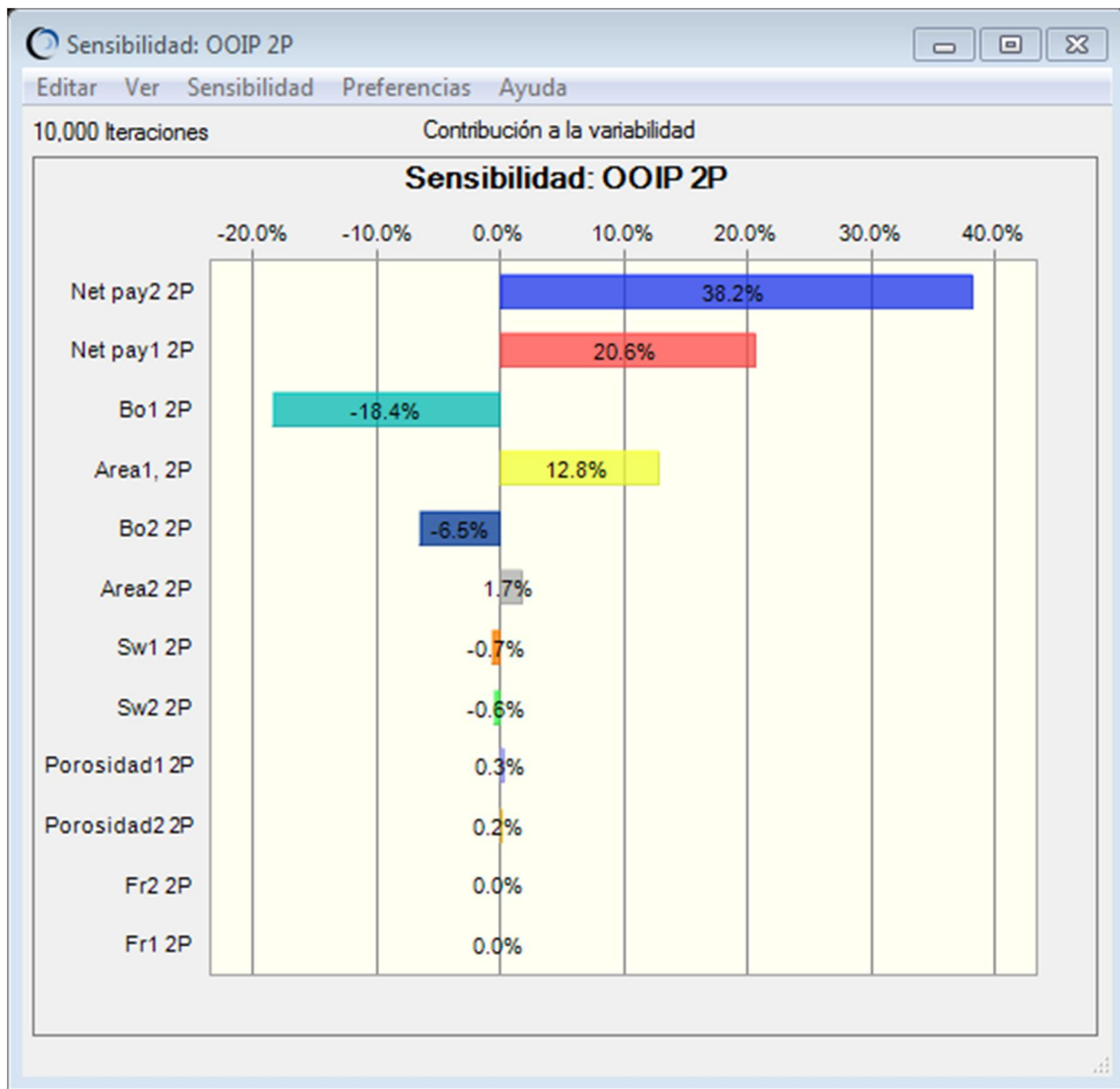


Figura IV. 23 (a) Gráfica de contribución a la variabilidad del OOIP 2P.

En la gráfica de la Figura IV.23. OOIP 2P significa: volumen original de aceite in-situ de la categoría 2P.

10,000 Iteraciones Datos de sensibilidad

	Supuestos	Contribución a la variabilidad	Correlación de rang
▶	Net pay2 2P	38.2%	0.59
	Net pay1 2P	20.6%	0.43
	Bo1 2P	18.4%	-0.41
	Area1, 2P	12.8%	0.34
	Bo2 2P	6.5%	-0.25
	Area2 2P	1.7%	0.13
	Sw1 2P	0.7%	-0.08
	Sw2 2P	0.6%	-0.07
	Porosidad1 2P	0.3%	0.05
	Porosidad2 2P	0.2%	0.04
	Fr2 2P	0.0%	0.01
	Fr1 2P	0.0%	0.00

Figura IV. 23 (b) Tabla de datos de sensibilidad del OOIP 2P.

La variable que más influencia tuvo en el cálculo de las reservas 2P fue el Factor de recuperación con un 41.59% de contribución a la variabilidad, en contraste con la porosidad que influyo solo con un 0.12%. El grafico y la tabla con los valores de contribución a la variabilidad se muestran en las Figuras IV. 24 y IV.25.

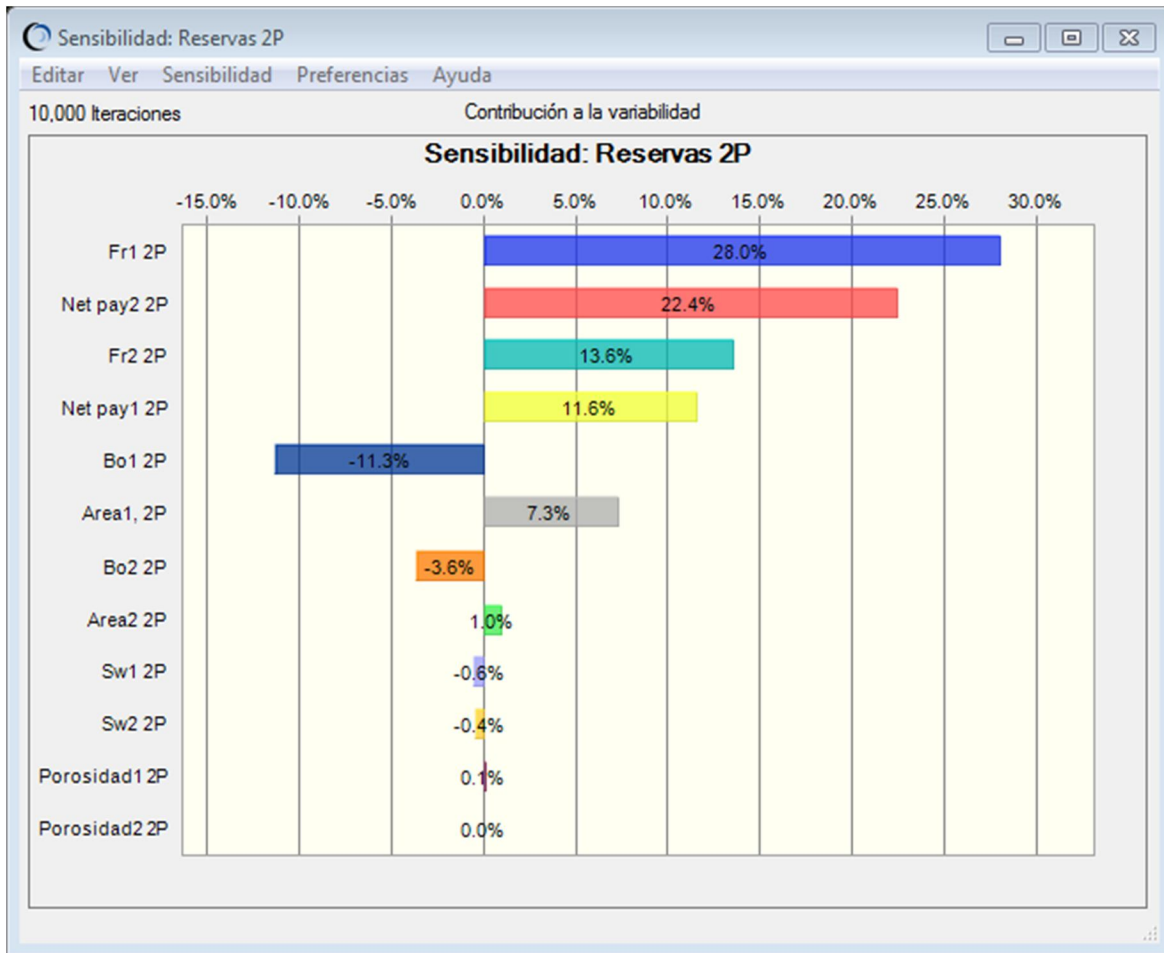


Figura IV. 24 Grafico de sensibilidad de la Reserva 2P.

Se identificó que el promedio de porosidad y el promedio de saturación de agua, no afectaron en gran medida al cálculo del volumen y reserva original, y sus valores se pueden tratar como certeros. Entonces las principales variables son el factor de recuperación, el espesor neto, el factor de volumen y el área. De las cuatro variables, el factor de recuperación y el espesor neto poseen el rango más alto de variabilidad, por lo que su establecimiento deberá ser lo más exacto posible.

10,000 Iteraciones Datos de sensibilidad

Supuestos	Contribución a la variabilidad	Correlación de rangos
▶ Fr1 2P	28.0%	0.51
Net pay2 2P	22.4%	0.46
Fr2 2P	13.6%	0.36
Net pay1 2P	11.6%	0.33
Bo1 2P	11.3%	-0.33
Area1, 2P	7.3%	0.26
Bo2 2P	3.6%	-0.19
Area2 2P	1.0%	0.10
Sw1 2P	0.6%	-0.07
Sw2 2P	0.4%	-0.06
Porosidad1 2P	0.1%	0.03
Porosidad2 2P	0.0%	0.02

Figura IV.25 Tabla de sensibilidad de la reserva 2P.

IV. 3.1.2 Simulación de Monte Carlo.

Se realizó una simulación de 10,000 pruebas, utilizando la técnica de Monte Carlo para identificar el rango de reservas y volumen original del campo. Figuras IV.26 y IV.27. Las curvas de distribución que describen la probabilidad de que ocurra un valor determinado, para cada variable ingresada en el cálculo fueron: Log normal para el área, Triangular para el espesor neto, la porosidad promedio y la saturación de agua promedio, distribución Normal para el factor de volumen y Uniforme para el factor de recuperación. Las curvas de distribución se muestran en el Anexo 2.

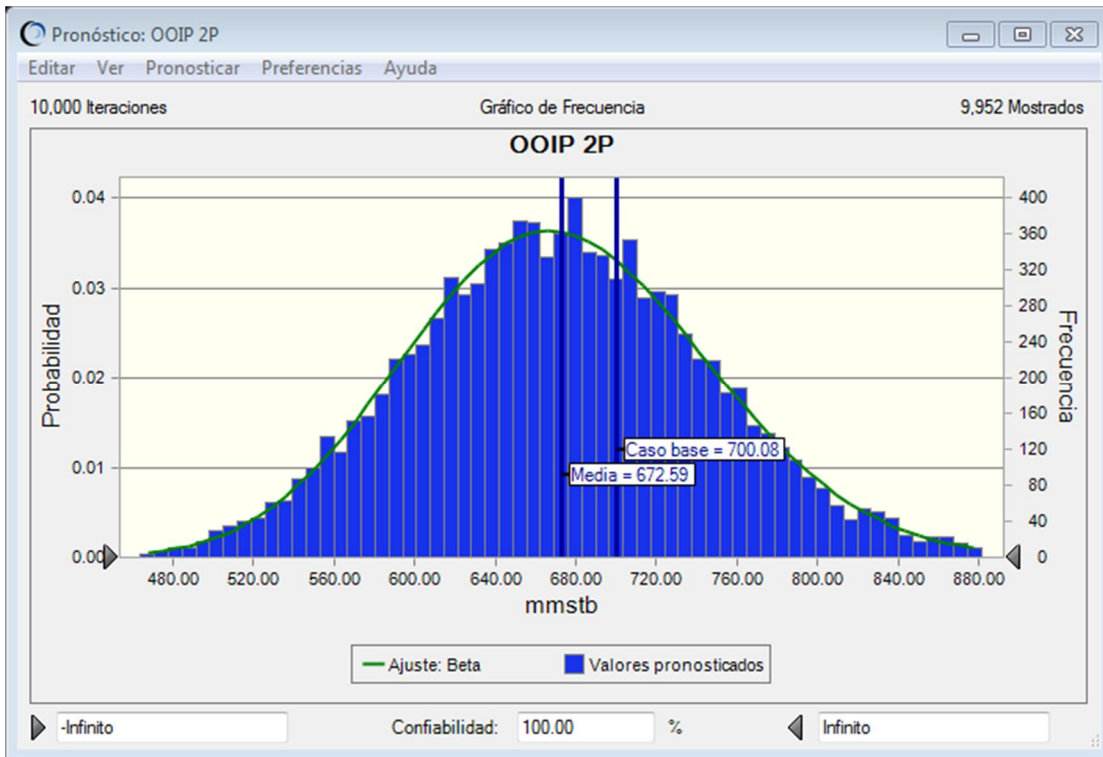


Figura IV. 26 Curva de distribución, que representa un rango de posibles cantidades de volumen original y la probabilidad de que ocurra un valor en particular.

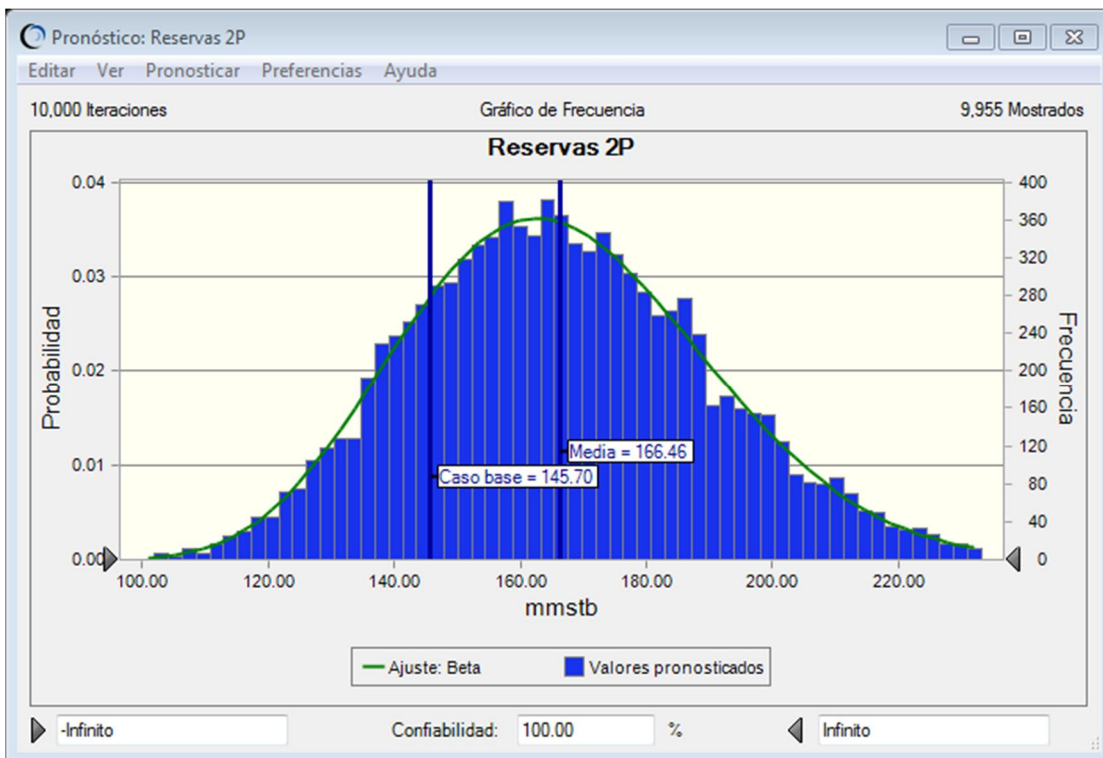


Figura IV. 27 Curva de distribución, que representa un rango de posibles cantidades de reserva y la probabilidad de que ocurra un valor en particular.

El rango de valores posibles para el volumen original y reserva original, que se obtuvieron se muestran en la Tabla IV. 12. También se incluye la confiabilidad de que ocurra el valor base o un valor mayor que él.

CATEGORIA	VOLUMEN ORIGINAL (mmstb)				RESERVA ORIGINAL (mmstb)			
	MINIMO	MAXIMO	BASE	CONFIABILIDAD DE OCURRENCIA CASO BASE O MAYOR (%)	MINIMO	MAXIMO	BASE	CONFIABILIDAD DE OCURRENCIA CASO BASE O MAYOR (%)
1P	305.71	645.83	480.02	34.63	67.84	176.59	112.54	54.8
2P	396.11	976.48	700.08	36.28	96.92	263.89	145.7	80.77
3P	1009.62	2240.16	1537.89	35.46	214.91	577.6	329.14	76.61

Tabla IV. 12 Tabla de valores extraídos de la simulación de Monte Carlo.

IV.4 Resultados

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad, realizado con el fin de observar que variables son las que más alto rango de variabilidad presentan en el cálculo del volumen original y reserva, son los siguientes:

Cálculo del Espesor neto.

El valor de corte de saturación de agua S_w presento el rango de variación del espesor neto más alto en la mayoría de los pozos, excepto en los pozos 2 y 6, en los cuales la mayor variación fue provocada por el valor de corte de volumen de arcilla. Por tal motivo se deben de poner todo el empeño para su justa definición. El valor de corte de porosidad tiene un impacto mucho menor en el resultado y su valor se puede tomar como certero.

Cálculo del volumen original y reserva.

Los factores que más influyeron en el resultado del cálculo del volumen original y reserva fueron: el espesor neto, el factor de recuperación y el factor de volumen. La incertidumbre asociada a la porosidad promedio y a la saturación de agua promedio no afecta en el resultado de manera significativa y, por lo tanto, se trataron como valores reales del campo.

Este análisis permitió asignar un orden de importancia a los factores que se deben considerar en los cálculos del espesor neto, volumen original y reserva.

CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

En nuestro país es de suma importancia conocer de manera precisa los valores de volúmenes y reservas de hidrocarburos, porque de estos últimos depende la sustentabilidad a largo plazo de la economía. La precisión en los valores de dichos volúmenes depende de la calidad y cantidad de información disponible, así como de un correcto proceso de análisis. Por lo que es fundamental reducir la incertidumbre en los parámetros involucrados en el cálculo y establecer metodologías que nos permitan regular dicha estimación.

En cuando a los valores de corte, que son la base para establecer el espesor neto productivo, deben estar sujetos a las condiciones que gobiernan en el yacimiento y a una metodología bien estructurada que garantice la correcta estimación de los volúmenes in-situ y reservas.

El beneficio de considerar a los valores de corte petrofísicos dentro de un intervalo y no como valores puntuales, es que se tiene un rango de resultados posibles del espesor neto productivo y en consecuencia del volumen y reserva original.

Se pueden definir curvas de distribución de probabilidad para cada variable ingresada en el cálculo del volumen y reserva original, que concuerden con la limitada cantidad de datos disponibles.

Al realizar la simulación se obtiene un panorama general, porque no brinda una única respuesta sino un rango de ellas. Es decir muestra la probabilidad de que ocurra un rango de resultados posibles del volumen y reserva original.

Se puede obtener la probabilidad de ocurrencia del valor determinístico, y así observar el impacto que tienen las variables involucradas en el cálculo del

volumen y reserva original, esto cuando se tiene incertidumbre en el proceso petrofísico para definir dichas variable (porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla), por la falta de información del campo petrolero en estudio.

La simulación también provee de datos estadísticos y gráficas de distribución acumulada, donde se pueden observar claramente a los percentiles (P10, P50, P90), que son utilizados, por convención, para reportar los volúmenes de reservas.

Recomendaciones:

Como no se tiene una metodología establecida para la definición de los valores de corte, se puede tratar de sistematizar y estandarizar lo presentado en esta tesis, mediante la generación de un flujo de trabajo.

Se recomienda la utilización de la permeabilidad como valor de corte dinámico, en conjunción con los valores de corte estáticos. Para caracterizar más exactamente al yacimiento y obtener una mejor sinergia entre el modelo estático y el modelo dinámico.

Se tiene que definir con más exactitud la forma de las curvas de distribución de probabilidad de cada parámetro, para que el resultado se acerque lo más posible a la realidad.

Llevar el procedimiento a los diferentes tipos de yacimientos y extender el estudio para toda la vida del campo, ya que las propiedades del yacimiento varían con el tiempo y la producción.

BIBLIOGRAFIA:

1. SPE/WPC/AAPG/SPEE, SPE-PRMS, Sistema de gestión de recursos petrolíferos, traducción del texto original en inglés, 2007.
2. Rodríguez N., Rafael, "Apuntes de Principios de mecánica de yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.
3. F. Worthington, Paul, "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE, Gaffney, Cline & Associates, and Luca Cosentino, SPE, ENI E & P Division, 2003.
4. Saldungaray, Pablo, "Definiciones de porosidad, saturación, arcillosidad y permeabilidad", Schlumberger, ca. 2004.
5. Martell Andrade, José Bernardo, "Desarrollo de la evaluación petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM", Academia de Ingeniería, México, 2008.
6. William D. McCain, Jr., "The Properties of Petroleum Fluids", second edition, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1990.
7. The Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, "Determination of Oil and Gas Reserves", Petroleum Society Monograph No. 1, Canada, 1994.
8. Santiago deseusa, dante agosto, "Cálculo de Volumen Original de Hidrocarburos a partir de Registros Geofísicos de Pozos", Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2012
9. Garaicochea p, Francisco, Bashbush b. José Luis, "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, ca. 1987.
10. París de Ferrer, Magdalena, "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos", Astro Data, Maracaibo Venezuela, 2009
11. Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México", Documento técnico 1, México, 2010.
12. Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources A supplement to the SPE/WPC petroleum reserves definitions and the SPE/WPC/AAPG petroleum resources and definitions.

13. Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Análisis de información de las reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012", México, 2012.
14. Egbele, Emmanuel, et al., "Implications in Integrated and Resources Consultants", SPE Paper 98808 (2005) 13 pg.
15. Cosentino, Luca, "Integred Reservoir Studies", Institut Francais Du Petrole Publications, 2001, Paris, France, pag. 139-142.
16. Alcántara, Alma Angélica, "Determinación de los Valores de Corte para el Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", Tesis, UNAM, 2013, México.
17. Pemex, Exploración y Producción, "Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de enero de 2012", México, 2012.

Anexo 1**Tablas de valores de corte**

Los valores de corte para el pozo 1 se mostraron como ejemplo en el capítulo IV, por lo que se omitió la tabla en este anexo. Las unidades para todas las tablas son: metros.

CUTOFFS USED POZO 2							
Zn	Zone Name	Top	Bottom	Min.	Phi	Sw	Vcl
#				Height	PHIE	SW	VW
Reservoir							
1	UNIDAD D	3703.71	3768.82	0	≥ 0.12		≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3768.82	3807.69	0	≥ 0.12		≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3807.69	3880.88	0	≥ 0.12		≤ 0.4
4	UNIDAD B	3880.88	3989.42	0	≥ 0.12		≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	3989.42	4029.77	0	≥ 0.1		≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	4029.77	4072.45	0	≥ 0.1		≤ 0.35
Pay							
1	UNIDAD D	3703.71	3768.82	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3768.82	3807.69	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3807.69	3880.88	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
4	UNIDAD B	3880.88	3989.42	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	3989.42	4029.77	0	≥ 0.1	≤ 0.38	≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	4029.77	4072.45	0	≥ 0.1	≤ 0.38	≤ 0.35
Arcilla							
1	UNIDAD D	3703.71	3768.82	0			≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3768.82	3807.69	0			≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3807.69	3880.88	0			≤ 0.4
4	UNIDAD B	3880.88	3989.42	0			≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	3989.42	4029.77	0			≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	4029.77	4072.45	0			≤ 0.35

CUTOFFS USED POZO 3							
Zn	Zone Name	Top	Bottom	Min.	Phi	Sw	Vcl
#				Height	PHIE	SW	VW
Reservoir							
1	UNIDAD D	3599.8	3665.07	0	≥ 0.12		≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3665.07	3715.46	0	≥ 0.12		≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3715.46	3787.22	0	≥ 0.12		≤ 0.4
4	UNIDAD B	3787.22	3927.97	0	≥ 0.12		≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	3927.97	3997.73	0	≥ 0.1		≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	3997.73	4131	0	≥ 0.1		≤ 0.35
Pay							
1	UNIDAD D	3599.8	3665.07	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3665.07	3715.46	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3715.46	3787.22	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
4	UNIDAD B	3787.22	3927.97	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	3927.97	3997.73	0	≥ 0.1	≤ 0.38	≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	3997.73	4131	0	≥ 0.1	≤ 0.38	≤ 0.35
Arcilla							
1	UNIDAD D	3599.8	3665.07	0			≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3665.07	3715.46	0			≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3715.46	3787.22	0			≤ 0.4
4	UNIDAD B	3787.22	3927.97	0			≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	3927.97	3997.73	0			≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	3997.73	4131	0			≤ 0.35

CUTOFFS USED POZO 4							
Zn	Zone Name	Top	Bottom	Min.	Phi	Sw	Vcl
#				Height	PHIE	SW	VW
Reservoir							
1	UNIDAD D	3809.32	3896.69	0	>=0.12		<=0.4
2	UNIDAD C SUP	3896.69	3941.61	0	>=0.12		<=0.4
3	UNIDAD C INF	3941.61	4032.97	0	>=0.12		<=0.4
4	UNIDAD B	4032.97	4168.04	0	>=0.12		<=0.4
5	UNIDAD A SUP	4168.04	4253.91	0	>=0.1		<=0.38
6	UNIDAD A INF	4253.91	4491.1	0	>=0.1		<=0.38
Pay							
1	UNIDAD D	3809.32	3896.69	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
2	UNIDAD C SUP	3896.69	3941.61	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
3	UNIDAD C INF	3941.61	4032.97	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
4	UNIDAD B	4032.97	4168.04	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
5	UNIDAD A SUP	4168.04	4253.91	0	>=0.1	<=0.38	<=0.38
6	UNIDAD A INF	4253.91	4491.1	0	>=0.1	<=0.38	<=0.38
Arcilla							
1	UNIDAD D	3809.32	3896.69	0			<=0.4
2	UNIDAD C SUP	3896.69	3941.61	0			<=0.4
3	UNIDAD C INF	3941.61	4032.97	0			<=0.4
4	UNIDAD B	4032.97	4168.04	0			<=0.4
5	UNIDAD A SUP	4168.04	4253.91	0			<=0.38
6	UNIDAD A INF	4253.91	4491.1	0			<=0.38

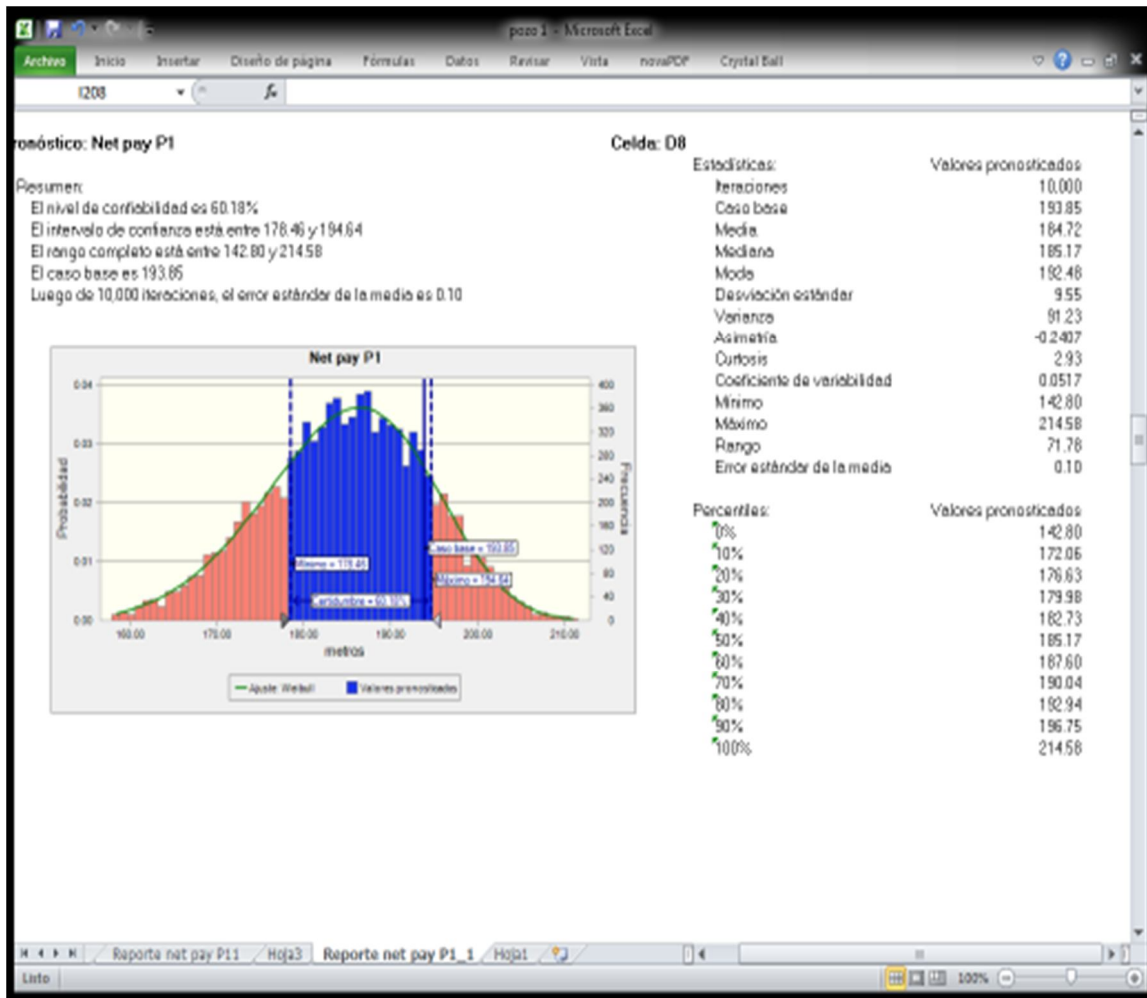
CUTOFFS USED POZO 5							
Zn	Zone Name	Top	Bottom	Min.	Phi	Sw	Vcl
#				Height	PHIE	SW	VW
Reservoir							
1	UNIDAD D	3637.72	3705.68	0	>=0.12		<=0.4
2	UNIDAD C SUP	3705.68	3804.86	0	>=0.12		<=0.4
3	UNIDAD C INF	3804.86	3848.85	0	>=0.12		<=0.4
4	UNIDAD B	3848.85	4015.51	0	>=0.12		<=0.4
5	UNIDAD A SUP	4015.51	4070.16	0	>=0.1		<=0.38
6	UNIDAD A INF	4070.16	4304.51	0	>=0.1		<=0.38
Pay							
1	UNIDAD D	3637.72	3705.68	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
2	UNIDAD C SUP	3705.68	3804.86	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
3	UNIDAD C INF	3804.86	3848.85	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
4	UNIDAD B	3848.85	4015.51	0	>=0.12	<=0.4	<=0.4
5	UNIDAD A SUP	4015.51	4070.16	0	>=0.1	<=0.38	<=0.38
6	UNIDAD A INF	4070.16	4304.51	0	>=0.1	<=0.38	<=0.38
Arcilla							
1	UNIDAD D	3637.72	3705.68	0			<=0.4
2	UNIDAD C SUP	3705.68	3804.86	0			<=0.4
3	UNIDAD C INF	3804.86	3848.85	0			<=0.4
4	UNIDAD B	3848.85	4015.51	0			<=0.4
5	UNIDAD A SUP	4015.51	4070.16	0			<=0.35
6	UNIDAD A INF	4070.16	4304.51	0			<=0.35

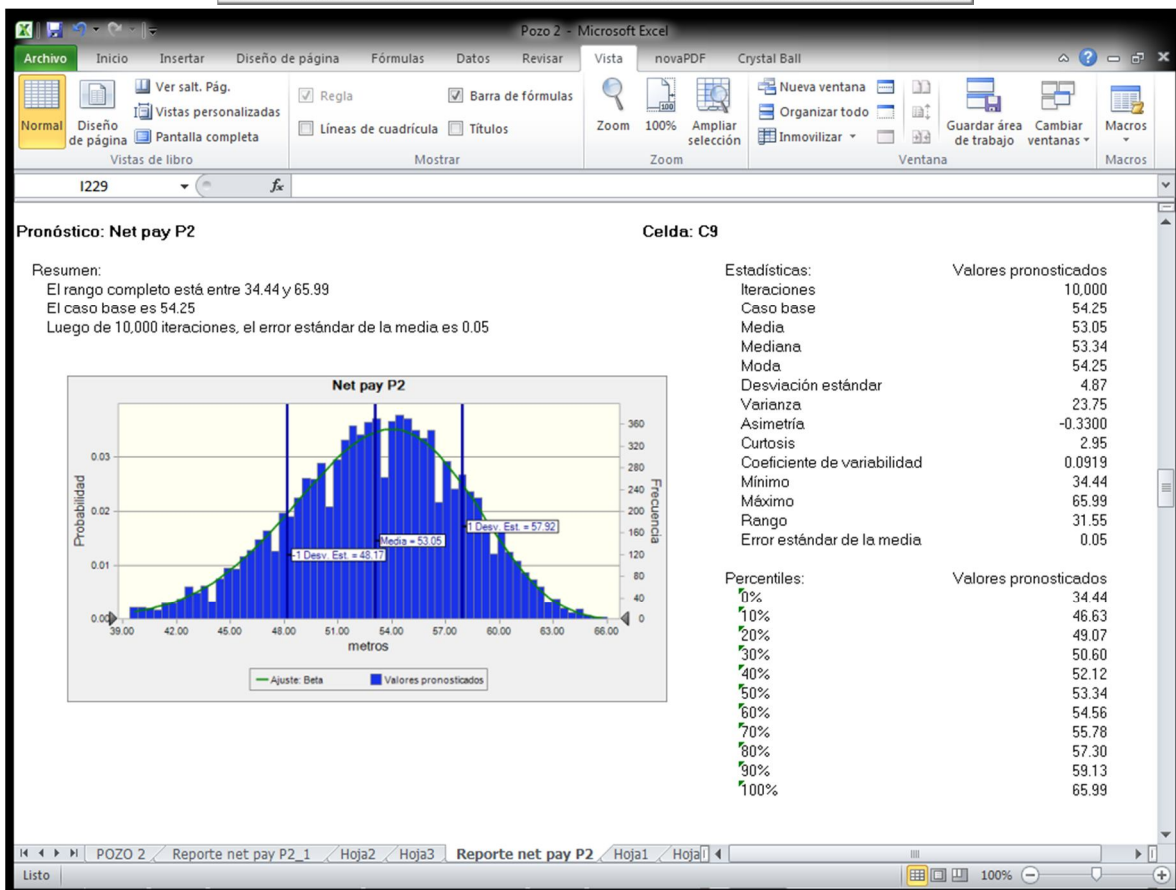
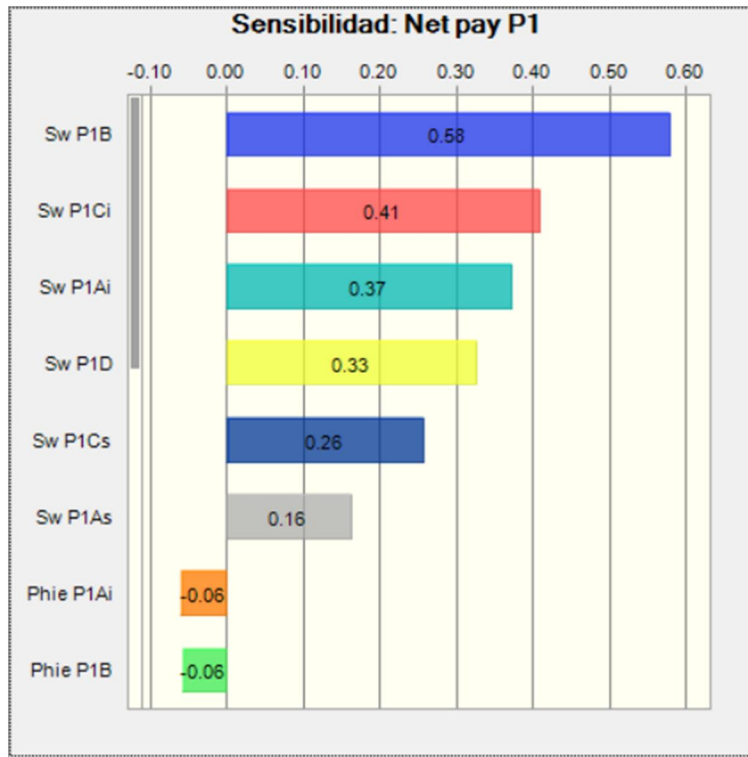
CUTOFFS USED POZO 6							
Zn	Zone Name	Top	Bottom	Min.	Phi	Sw	Vcl
#				Height	PHIE	SW	VW
Reservoir							
1	UNIDAD D	3792.61	3866.81	0	≥ 0.12		≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3866.81	3915.26	0	≥ 0.12		≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3915.26	3986.02	0	≥ 0.12		≤ 0.4
4	UNIDAD B	3986.02	4115.62	0	≥ 0.12		≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	4115.62	4173.56	0	≥ 0.1		≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	4173.56	4316.13	0	≥ 0.1		≤ 0.35
Pay							
1	UNIDAD D	3792.61	3866.81	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3866.81	3915.26	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3915.26	3986.02	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
4	UNIDAD B	3986.02	4115.62	0	≥ 0.12	≤ 0.4	≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	4115.62	4173.56	0	≥ 0.1	≤ 0.38	≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	4173.56	4316.13	0	≥ 0.1	≤ 0.38	≤ 0.35
Arcilla							
1	UNIDAD D	3792.61	3866.81	0			≤ 0.4
2	UNIDAD C SUP	3866.81	3915.26	0			≤ 0.4
3	UNIDAD C INF	3915.26	3986.02	0			≤ 0.4
4	UNIDAD B	3986.02	4115.62	0			≤ 0.4
5	UNIDAD A SUP	4115.62	4173.56	0			≤ 0.35
6	UNIDAD A INF	4173.56	4316.13	0			≤ 0.35

POZO 7							
Zn	Zone Name	Top	Bottom	Min.	Phi	Sw	Vcl
#				Height	Msol:Phie	Msol:Sw	Msol:V
Reservoir							
1	UNIDAD D	3737.48	3808.53	0	>= 0.1		<= 0.4
2	UNIDAD C SUP	3808.53	3859.89	0	>= 0.1		<= 0.4
3	UNIDAD C INF	3859.89	3924.96	0	>= 0.1		<= 0.4
4	UNIDAD B	3924.96	4020.26	0	>= 0.1		<= 0.4
5	UNIDAD A SUP	4020.26	4058.99	0	>= 0.12		<= 0.35
6	UNIDAD A INF	4058.99	4089.23	0	>= 0.12		<= 0.35
Pay							
1	UNIDAD D	3737.48	3808.53	0	>= 0.1	<= 0.4	<= 0.4
2	UNIDAD C SUP	3808.53	3859.89	0	>= 0.1	<= 0.4	<= 0.4
3	UNIDAD C INF	3859.89	3924.96	0	>= 0.1	<= 0.4	<= 0.4
4	UNIDAD B	3924.96	4020.26	0	>= 0.1	<= 0.4	<= 0.4
5	UNIDAD A SUP	4020.26	4058.99	0	>= 0.12	<= 0.38	<= 0.35
6	UNIDAD A INF	4058.99	4089.23	0	>= 0.12	<= 0.38	<= 0.35
Arcilla							
1	UNIDAD D	3737.48	3808.53	0			<= 0.4
2	UNIDAD C SUP	3808.53	3859.89	0			<= 0.4
3	UNIDAD C INF	3859.89	3924.96	0			<= 0.4
4	UNIDAD B	3924.96	4020.26	0			<= 0.4
5	UNIDAD A SUP	4020.26	4058.99	0			<= 0.35
6	UNIDAD A INF	4058.99	4089.23	0			<= 0.35

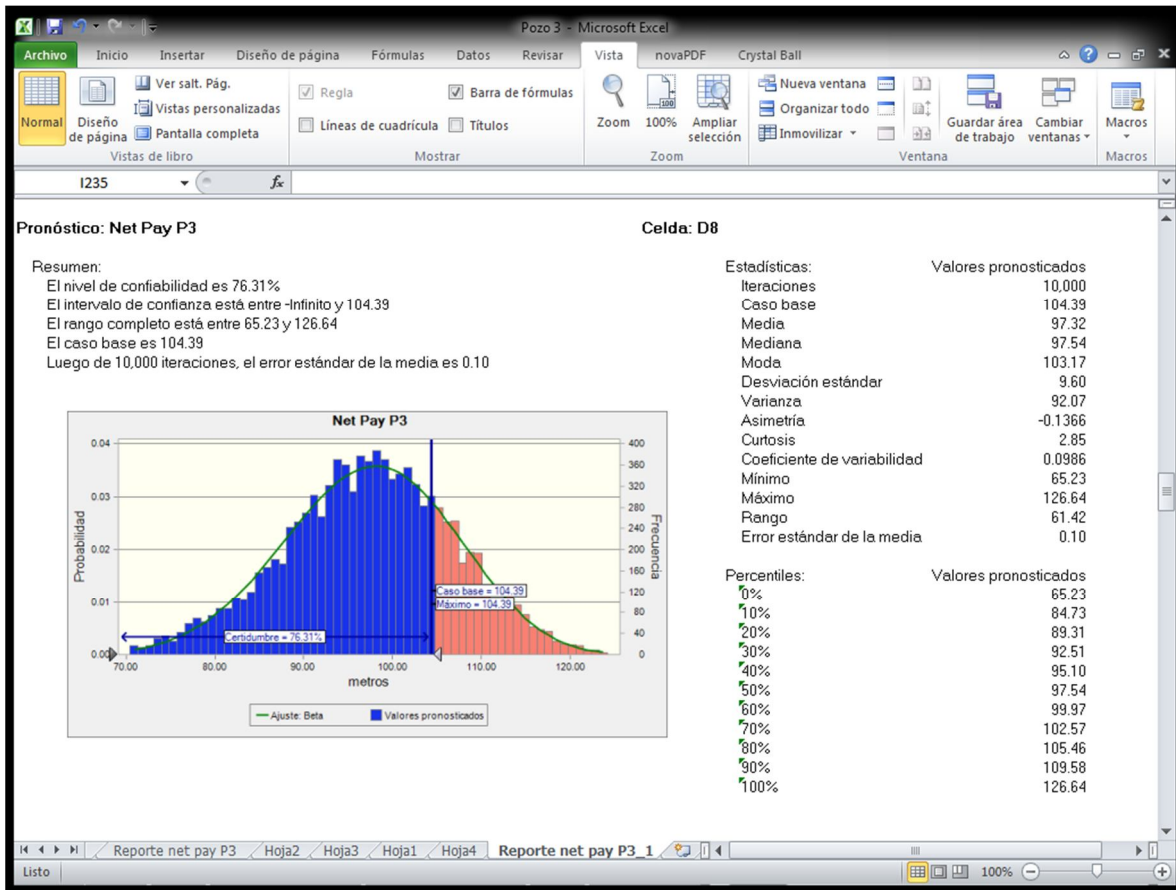
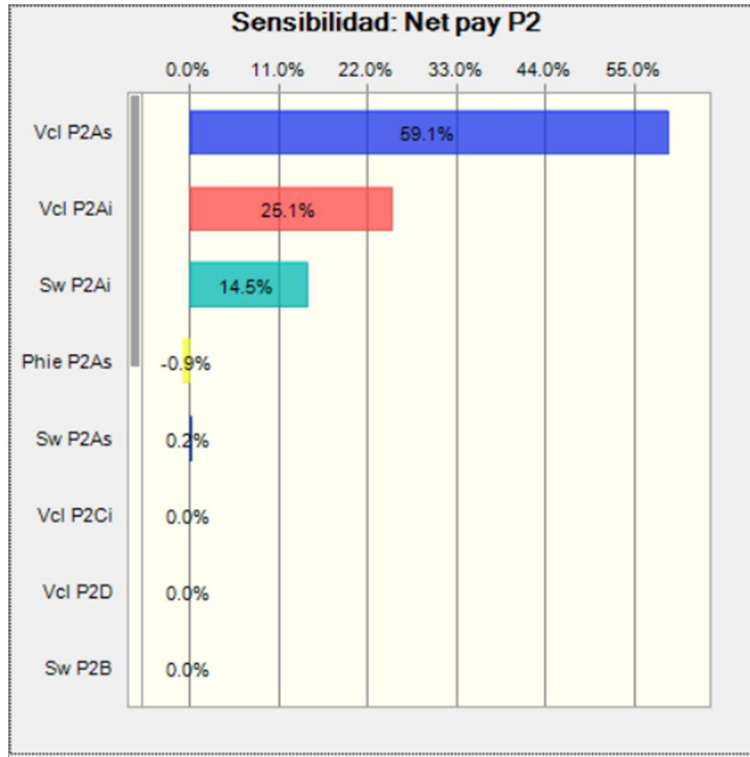
Anexo 2

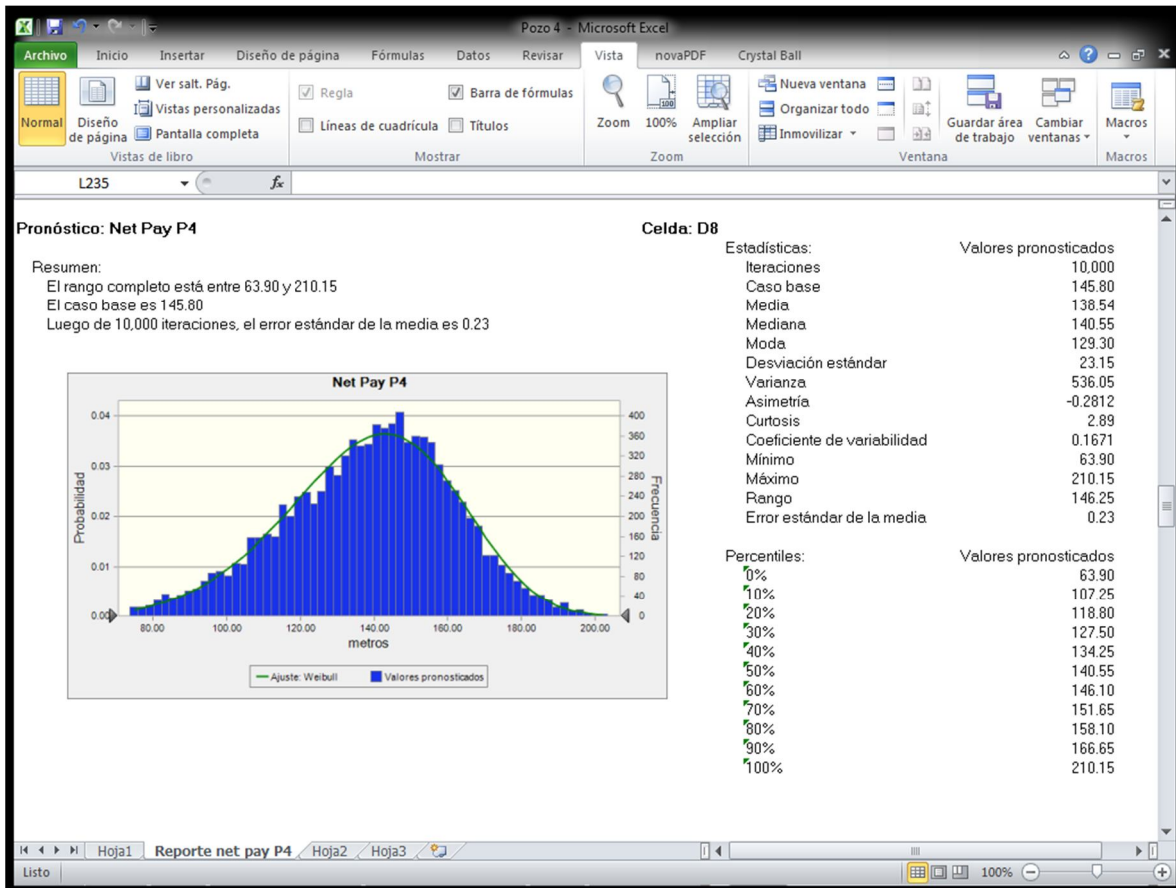
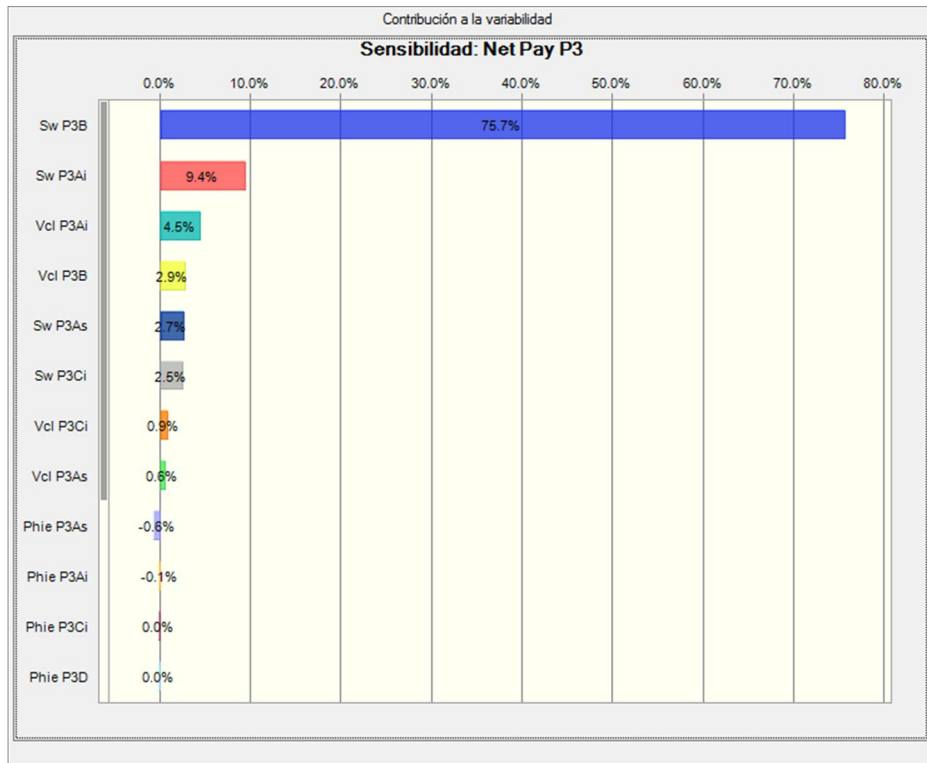
Diagramas de tornado, graficas de distribución de probabilidad y datos obtenidos de la simulación.



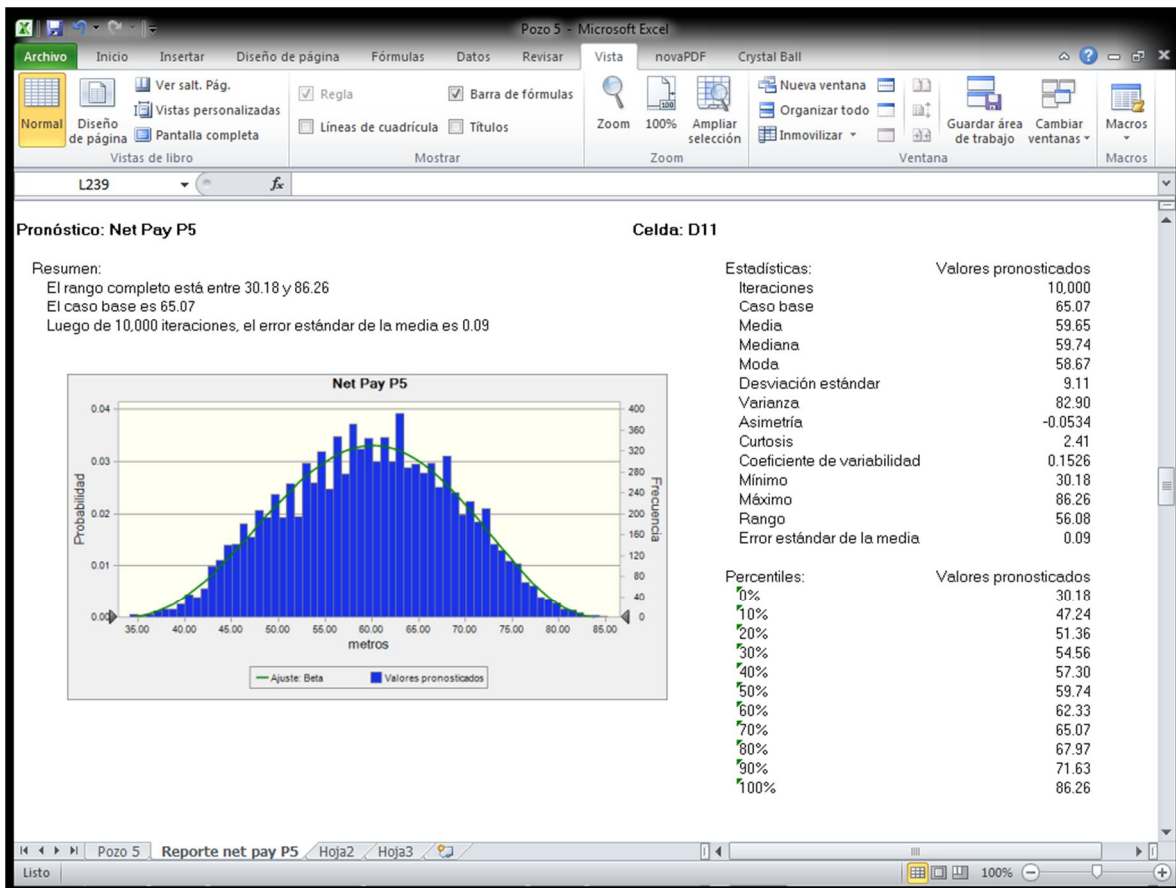
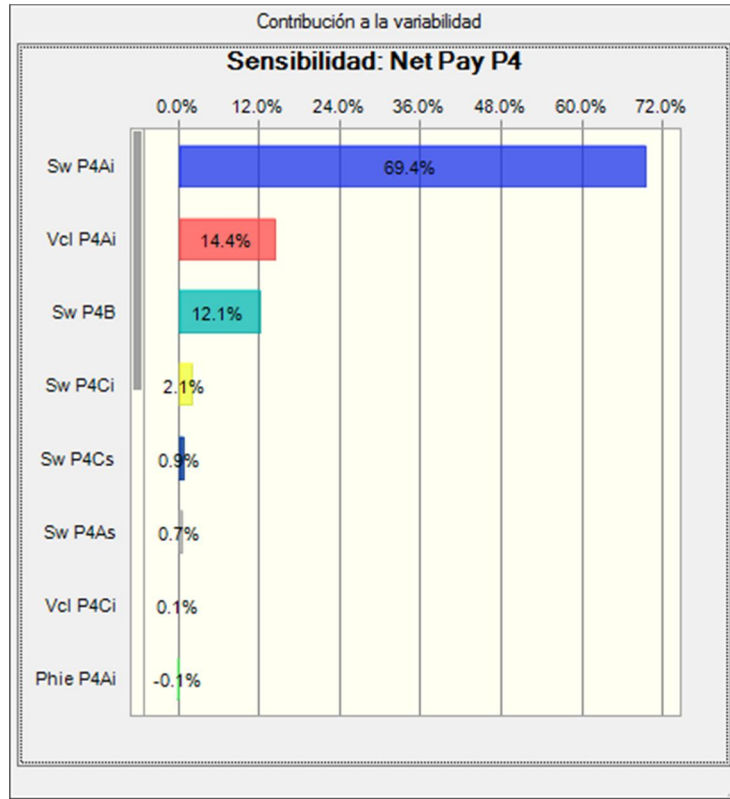


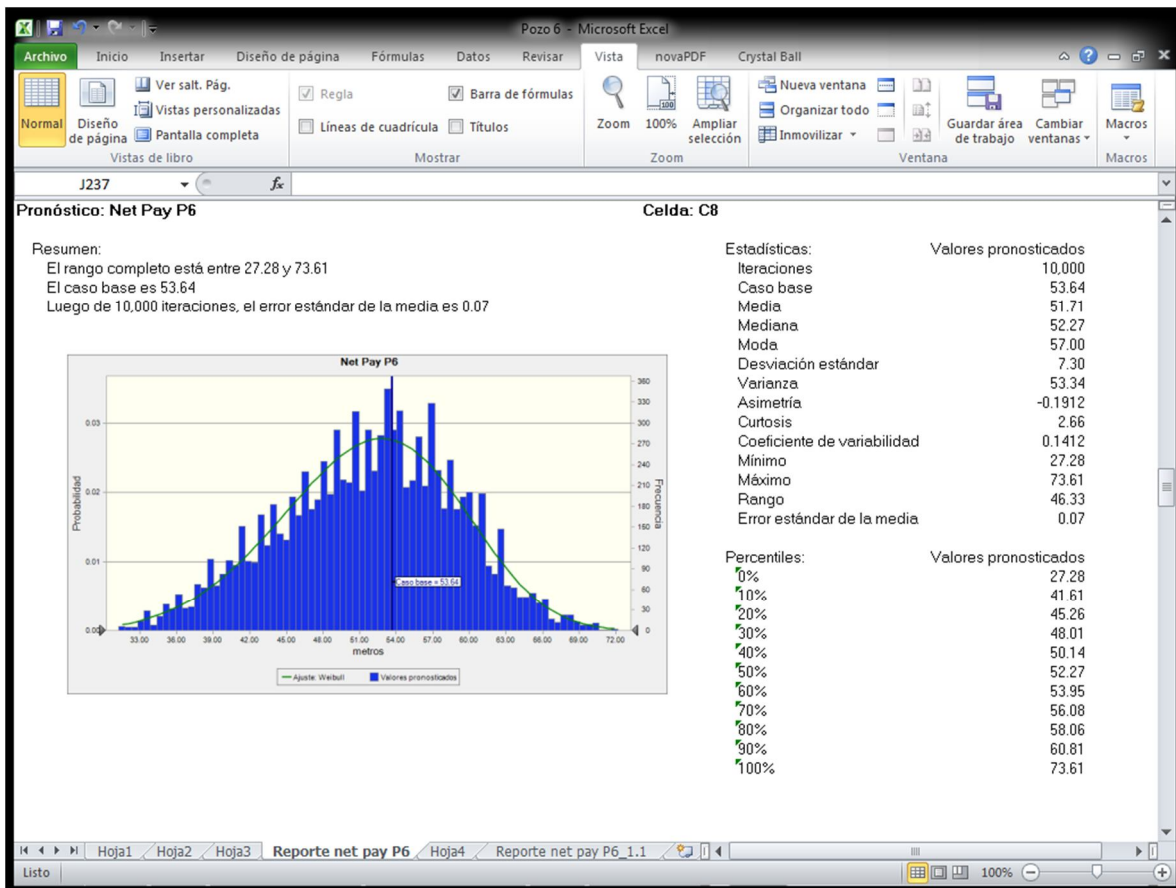
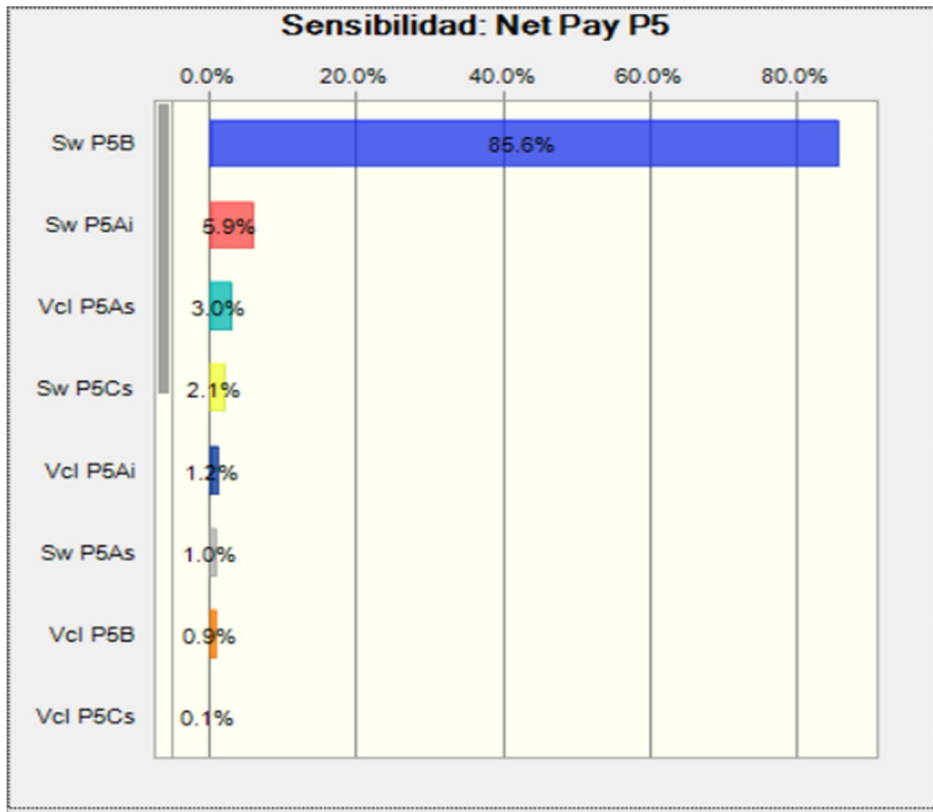
ANEXO 2. DIAGRAMAS DE SENSIBILIDAD Y DATOS OBTENIDOS DE LA SIMULACION.



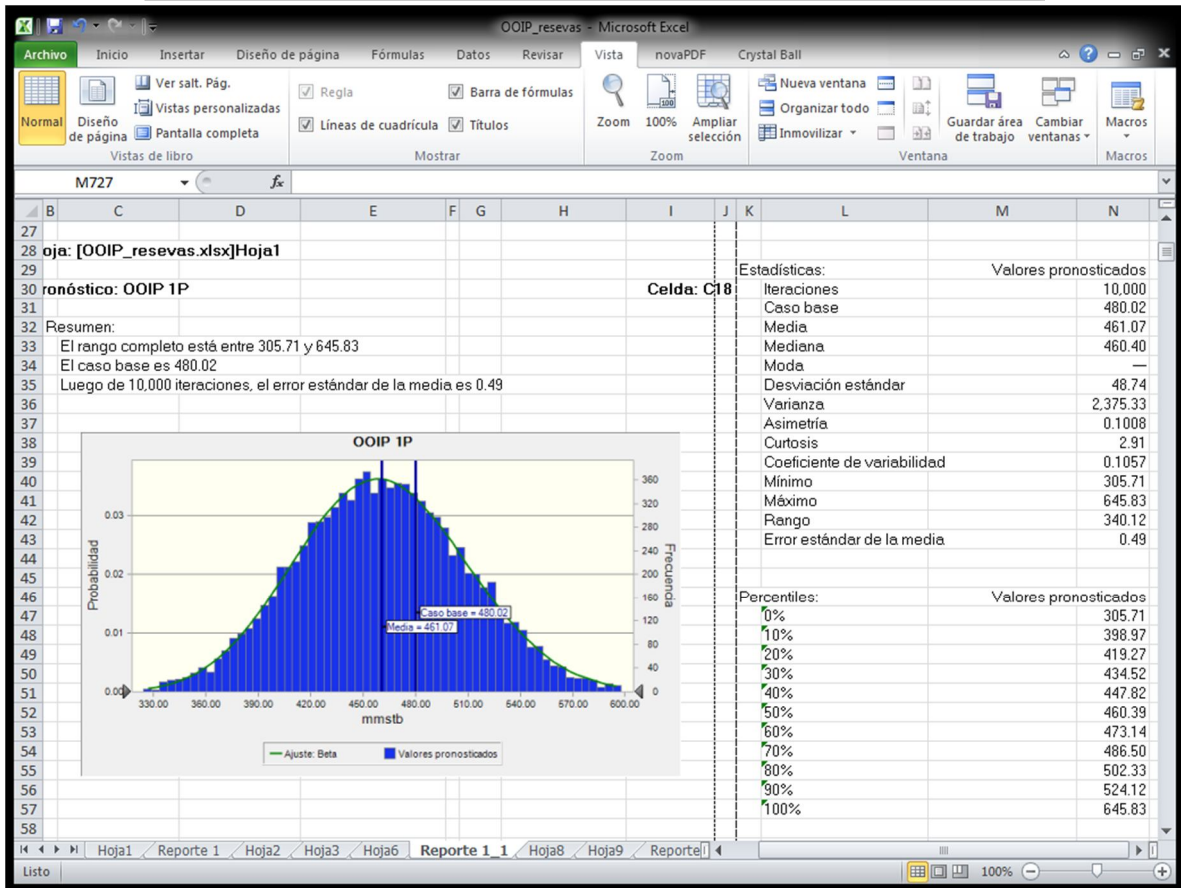
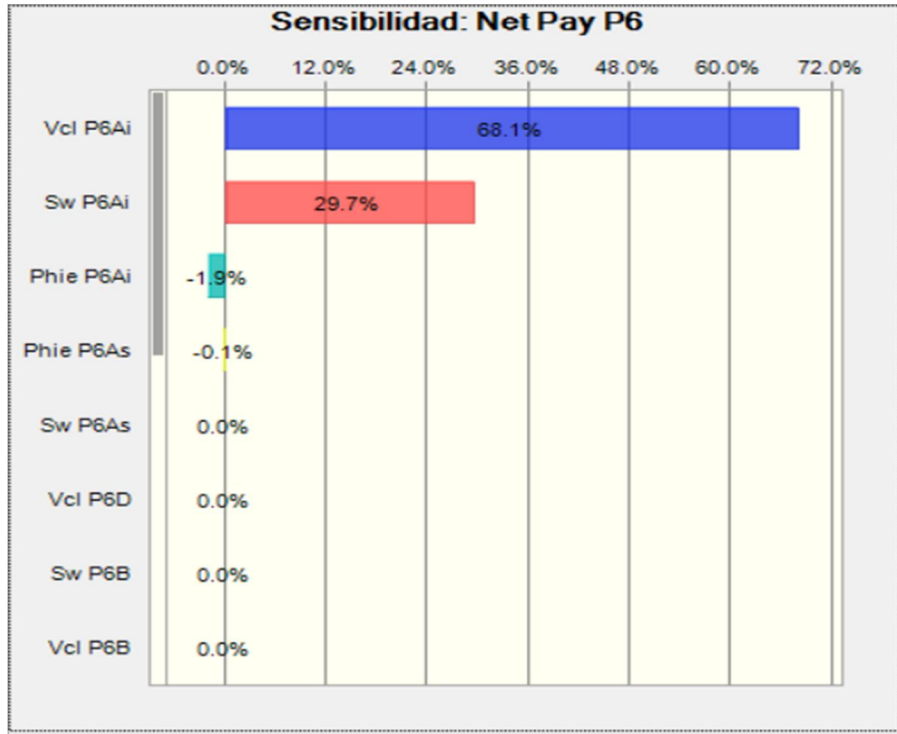


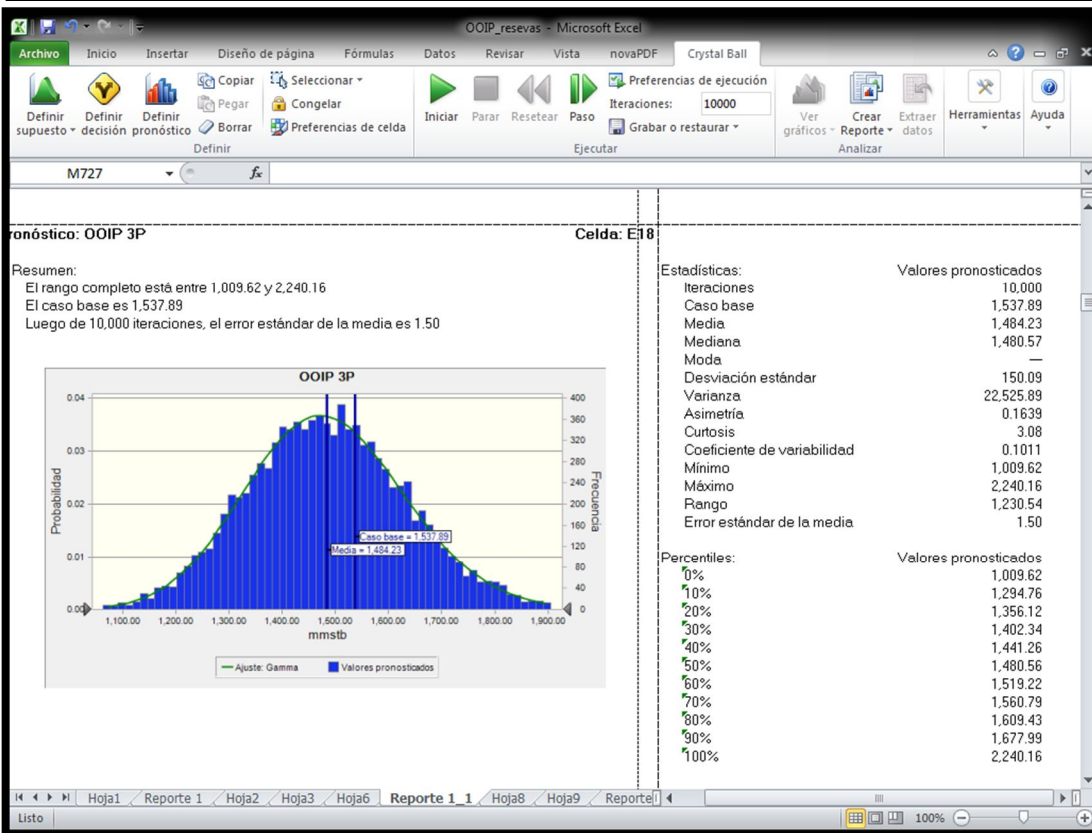
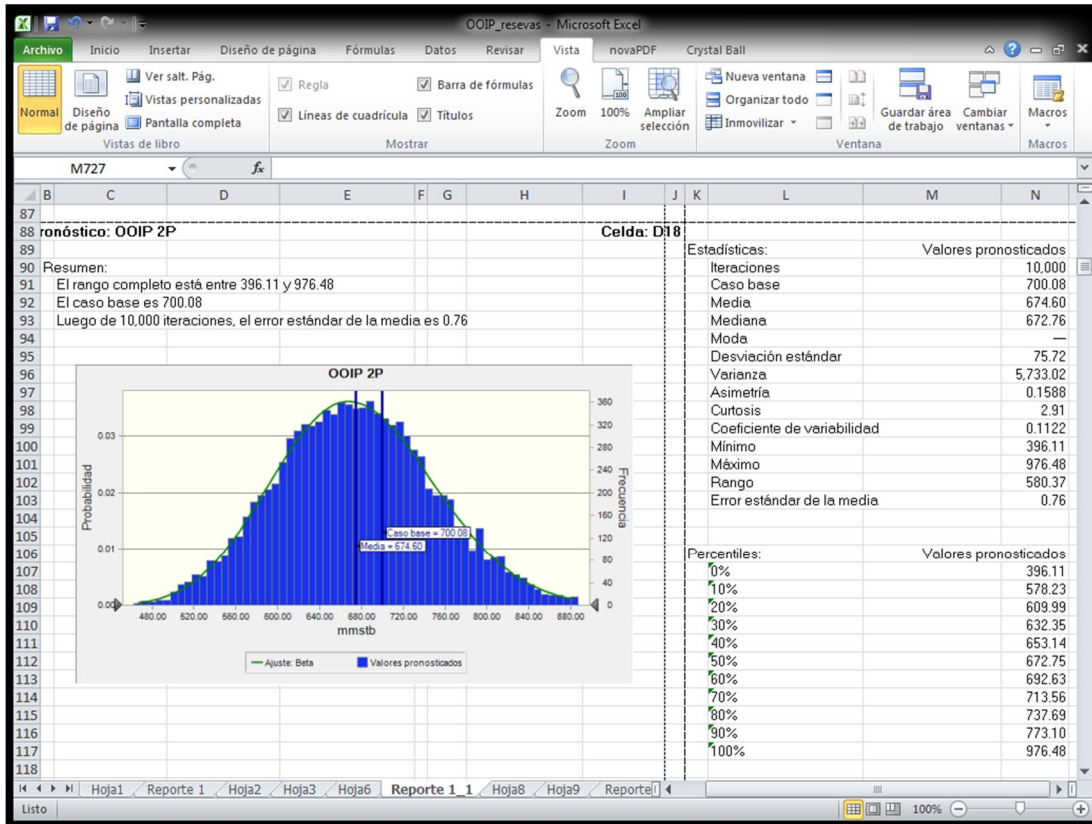
ANEXO 2. DIAGRAMAS DE SENSIBILIDAD Y DATOS OBTENIDOS DE LA SIMULACION.



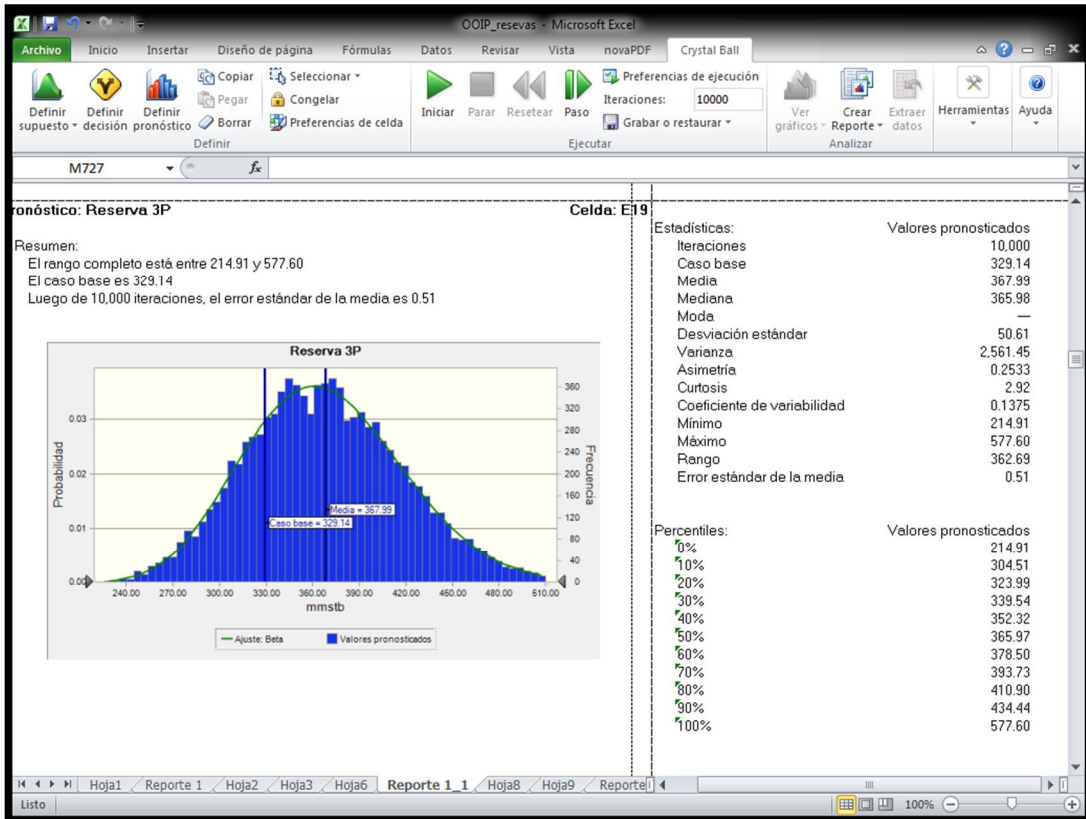
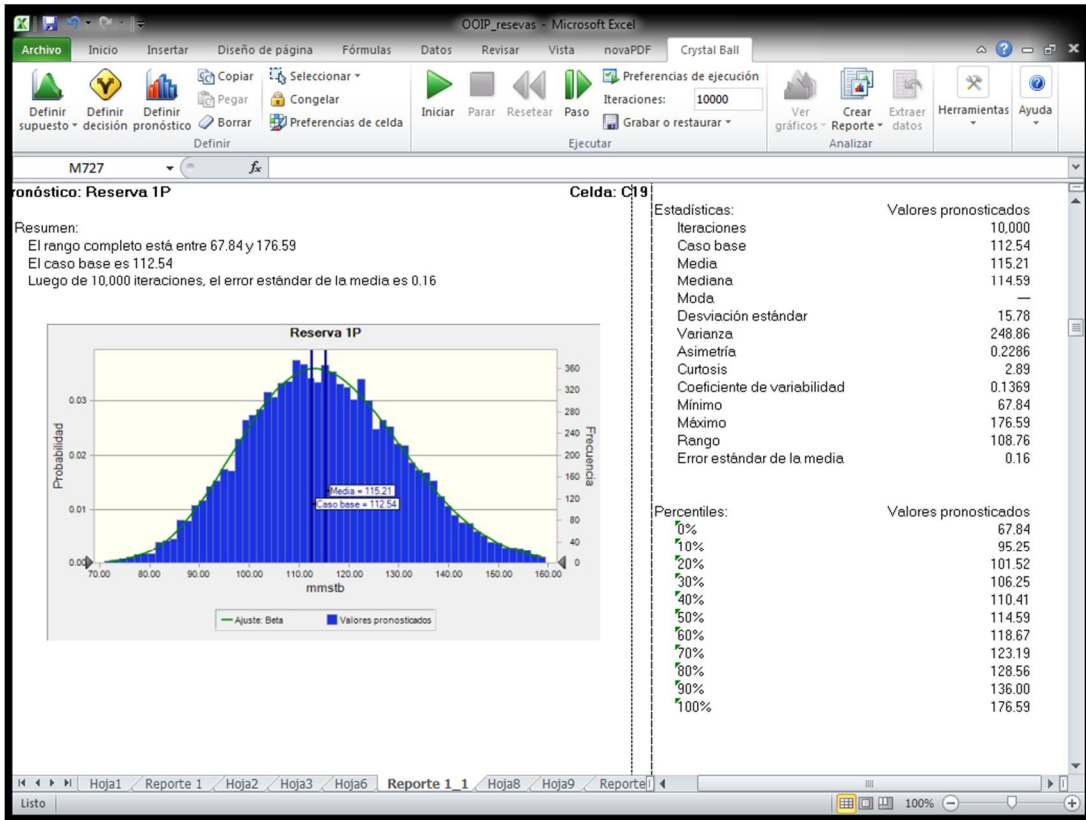


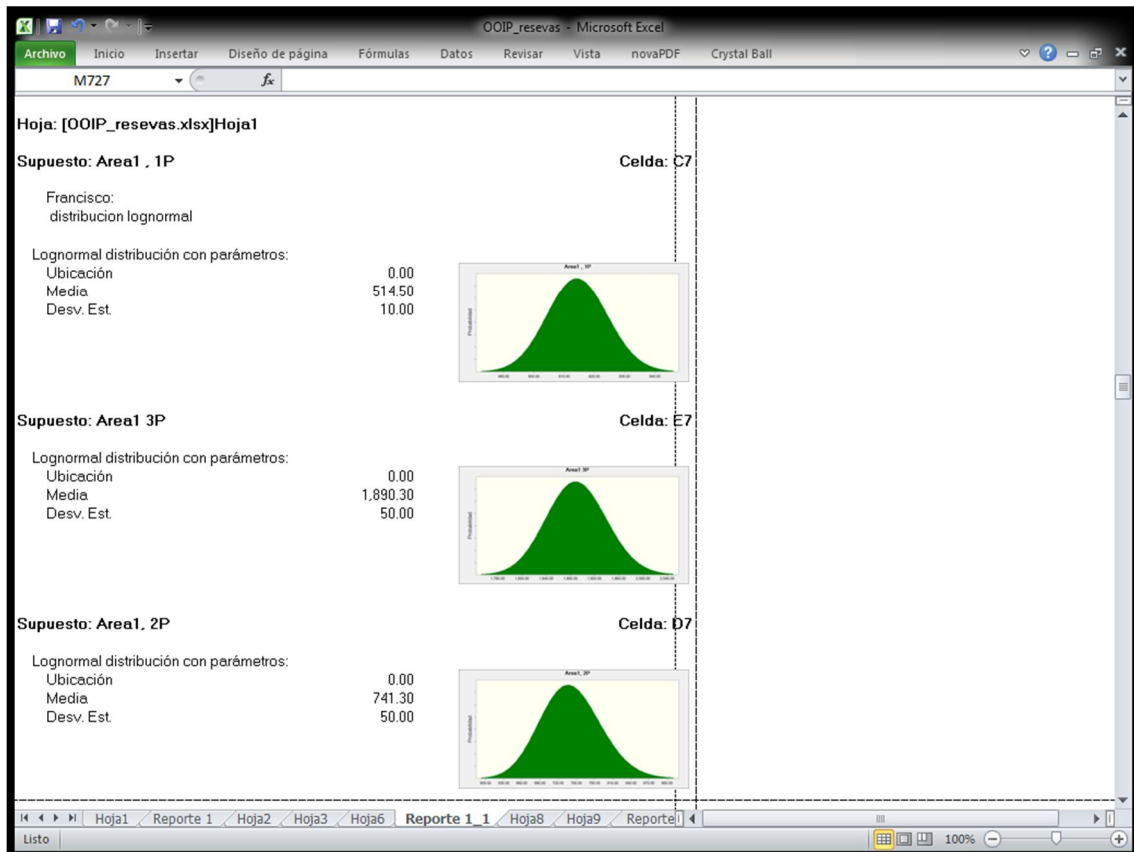
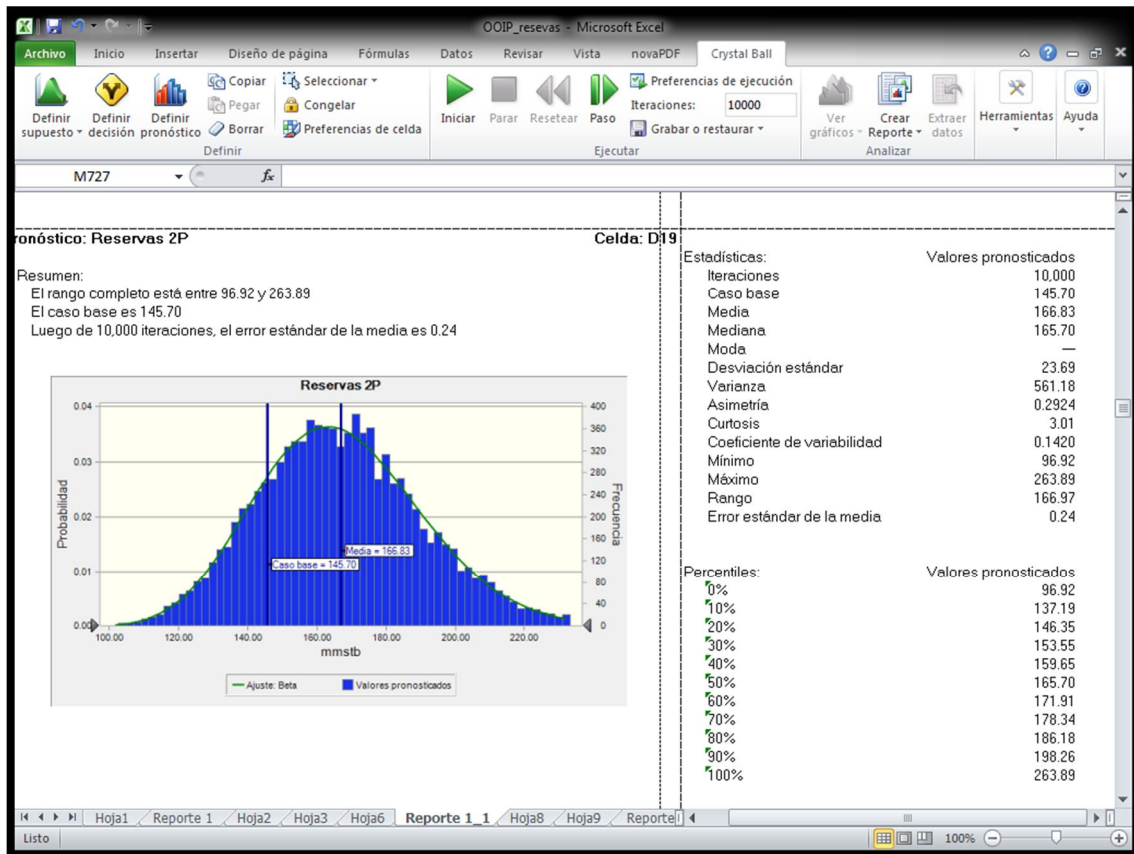
ANEXO 2. DIAGRAMAS DE SENSIBILIDAD Y DATOS OBTENIDOS DE LA SIMULACION.





ANEXO 2. DIAGRAMAS DE SENSIBILIDAD Y DATOS OBTENIDOS DE LA SIMULACION.





ANEXO 2. DIAGRAMAS DE SENSIBILIDAD Y DATOS OBTENIDOS DE LA SIMULACION.

